

РАСПОРЯЖЕНИЕ ГЛАВЫ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

1650 В целях развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики:

1. Утвердить прилагаемые Схему и Программу перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2024 года.
2. Действие настоящего распоряжения распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

Глава Республики Карелия **А. О. ПАРФЕНЧИКОВ**

Петрозаводск
31 июля 2020 г.
№ 475-р

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением
Главы Республики Карелия
от 31 июля 2020 г.
№ 475-р

ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2024 года

Наименование Программы	Программа перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2024 года (далее – Программа)
Основание для разработки Программы	постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»
Государственный заказчик – координатор Программы	Министерство строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия
Разработчик Программы	Министерство строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия
Цели Программы	снижение дефицита энергетического баланса Республики Карелия; развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность; снижение потерь в инженерных сетях; создание условий для устойчивого обеспечения населения и экономики Республики Карелия электроэнергией в условиях прогнозируемого роста валового регионального продукта (далее – ВРП)
Основные задачи Программы	обеспечение надежного электроснабжения; увеличение выработки электрической энергии; улучшение качества электроснабжения; обеспечение возможности технологического присоединения к сетям; сокращение сверхнормативных потерь и непроизводительных расходов энергоресурсов; повышение конкурентоспособности продукции организаций, расположенных на территории Республики Карелия; снижение негативной антропогенной нагрузки на природную среду; реализация эффективной инвестиционной и инновационной политики в сфере энергетики; мобилизация внебюджетных источников финансирования мероприятий Программы

Основные мероприятия Программы	реконструкция существующих и строительство новых источников генерации; реконструкция существующих сетей с заменой устаревшего оборудования новым; строительство новых сетей для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и возможности присоединения новых потребителей
Ожидаемые результаты Программы	реализация Программы позволит обеспечить: более надежное электроснабжение районов в Республике Карелия и наличие свободных мощностей для обеспечения существующих потребителей и подключения новых к сетям электроснабжения; социально-экономическую эффективность: улучшение инвестиционной привлекательности энергетических производств, увеличение количества рабочих мест на объектах, деятельность которых связана с электроснабжением
Финансовое обеспечение Программы	на реконструкцию, строительство объектов 35 кВ, 110 кВ – 1 934,31 млн. рублей; на реконструкцию, строительство объектов 220, 330 кВ – 20 232,95 млн. рублей. Источники финансирования – средства инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», АО «ПСК», АО «ОРЭС – Петрозаводск», ООО «НГБП», филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»
Система организации управления и контроля за ходом исполнения Программы	государственный заказчик обеспечивает создание и функционирование многоуровневой системы планирования, учета и контроля за ходом выполнения программных мероприятий, в том числе организацию мониторинга выполнения Программы, предоставление докладов о ходе реализации Программы в установленном порядке

Нормативное правовое обеспечение Программы

Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 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 в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований);

протокол совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А. Н. Шишкина от 9 ноября 2010 года № АШ-369пр.

Нормативные правовые и иные документы, а также информация, учтенные при разработке Программы

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

проект схемы и программы развития (далее – СиПР) Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы;

Методические рекомендации по разработке СиПР электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период;

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

прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации;

схема территориального планирования Российской Федерации в области электроэнергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 года № 1634-р; федеральная целевая программа «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2015 года № 570;

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия до 2023 года; комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Карелия на период с 2020 по 2024 год;

концепция социально-экономического развития Республики Карелия на период до 2022 года;

схема выдачи мощности малых гидроэлектростанций (далее – ГЭС) «Белопорожская ГЭС-1» и «Белопорожская ГЭС-2» на реке Кемь вблизи дер. Панозеро Республики Карелия;

ежегодный отчет о функционировании Единой энергетической системы России;

данные мониторинга исполнения СиПР электроэнергетики;

сведения о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

предложения АО «СО ЕЭС» по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории субъекта Российской Федерации;

статистические отчеты Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Карелия (далее – Карелиястат);

государственная программа Республики Карелия «Энергосбережение, энергоэффективность и развитие энергетики Республики Карелия» на 2015 – 2020 годы, утвержденная постановлением Правительства Республики Карелия от 20 ноября 2014 года № 341-П;

мероприятия по газификации Республики Карелия на 2013 – 2020 годы, одобренные распоряжением Правительства Республики Карелия от 16 января 2014 года № 4р-П;

методические рекомендации по обоснованию эффективности сооружения объектов основной сети единой энергетической системы (далее – ЕЭС) и объединенной энергетической системы (далее – ОЭС) в рыночных условиях;

методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов;

практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике;

методические рекомендации по проектированию развития энергосистем;

методические указания по устойчивости энергосистем.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Республика Карелия расположена в Северной Европе, в северо-западной части Российской Федерации. На западе Республика Карелия граничит с Финляндией, на юге – с Ленинградской и Вологодской областями, на севере – с Мурманской областью, на востоке – с Архангельской областью. Западная граница совпадает с государственной границей Российской Федерации и Финляндии и имеет протяженность 798 км. На северо-востоке республика омывается Белым морем. Входит в состав Северо-Западного федерального округа Российской Федерации (далее – СЗФО).

Республика Карелия входит в Северный экономический регион, основными отраслями специализации которого являются камнеобработка, черная и цветная металлургия, машиностроение, лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная и рыбная промышленность, добыча природных ресурсов, в том числе железных, медно-никелевых, алюминиевых руд и апатитов. Также входит в состав развивающегося региона Балтийского моря, Баренцева Евро-Арктического региона и Еврорегиона «Карелия». Республика Карелия относится к индустриальным, экспортно ориентированным субъектам Российской Федерации.

Площадь Республики Карелия составляет 180,52 тыс. кв. км (10,7% территории СЗФО, 1,06% территории Российской Федерации).

Республика Карелия включает 18 административно-территориальных единиц, в том числе:

2 городских округа (Петрозаводский, Костомукшский);

16 муниципальных районов, включающих:

22 городских поселения;

87 сельских поселений.

В Республике Карелия 818 населенных пунктов, в том числе:

13 городов;

11 поселков городского типа;

794 поселков, сел и деревень.

По данным Карелиястата, численность населения Республики Карелия на 1 января 2019 года составила 618 056 человек и имеет тенденцию к незначительному снижению. Плотность населения – 3,42 человека на 1 кв. км, удельный вес городского населения в общей численности составляет 80,7%. Наблюдается отрицательная динамика изменения численности населения: в период 2014 – 2019 годов оно уменьшилось на 16 346 чел. Практически все снижение пришлось на сельское население, уровень городского населения остается стабильным. В процентном соотношении происходит рост городского населения в республике (таблица 1 и рисунок 1).

Таблица 1

Численность городского и сельского населения Республики Карелия (на начало года)

Республика Карелия		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Все население, чел.		634 402	632 533	629 875	627 083	622 484	618 056
Городское население	чел.	502 318	503 426	503 379	502 784	500 558	498 829
	%	79,2	79,6	79,9	80,2	80,4	80,7
Сельское население	чел.	132 084	129 107	126 496	124 299	121 926	119 227
	%	20,8	20,4	20,1	19,8	19,6	19,3

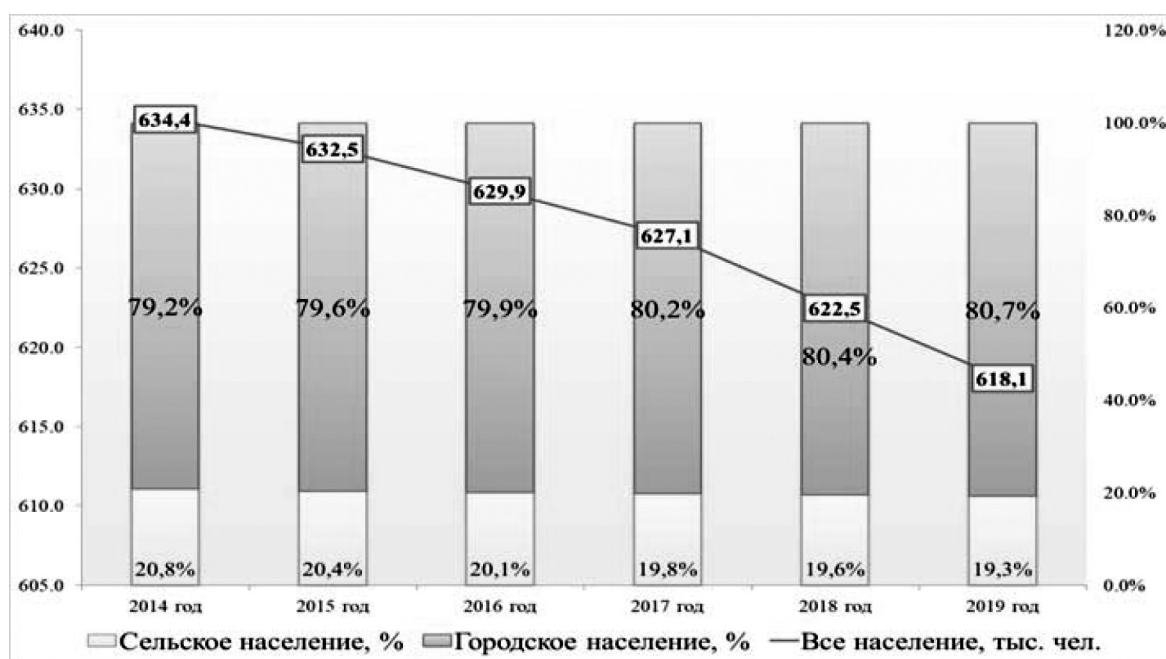


Рис. 1. Изменение численности населения Республики Карелия в 2014 – 2019 годах (данные приведены на начало года)

В соответствии с демографическим прогнозом до 2036 года, опубликованным на сайте Карелиястата, прогнозируется снижение численности населения.

В таблице 2 приведены данные по численности населения городских округов и муниципальных районов в Республике Карелия.

Таблица 2

**Численность населения муниципальных районов и городских округов
в Республике Карелия (на начало года)**

(тыс. чел)

Республика Карелия	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
	634,4	632,5	629,9	627,1	622,5	618,1
Петрозаводский городской округ	272,1	275,3	277,1	278,6	279,2	280,2
Костомукшский городской округ	29,6	29,9	30,1	30,1	29,9	29,9
Муниципальные районы						
Беломорский	17,7	17,3	17,0	16,7	16,3	15,9
Калевальский	7,5	7,3	7,1	6,9	6,8	6,6
Кемский	16,5	16,1	15,8	15,5	15,0	14,6
Кондопожский	38,8	38,4	37,9	37,4	36,7	35,9
Лахденпохский	13,7	13,6	13,5	13,2	12,9	12,6
Лоухский	12,8	12,4	12,0	11,8	11,5	11,1
Медвежьегорский	29,9	29,2	28,6	28,3	27,9	27,5
Муезерский	11,2	10,9	10,5	10,3	10,1	9,8
Олонецкий	21,8	21,4	21,1	20,8	20,6	20,4
Питкярантский	18,9	18,5	18,2	18,0	17,8	17,4
Прионежский	21,5	21,6	21,8	21,9	22,1	22,2
Пряжинский	14,7	14,5	14,5	14,3	14,2	14,2
Пудожский	19,8	19,3	18,9	18,5	18,0	17,5
Сегежский	38,9	38,5	37,9	37,3	36,6	35,9
Сортавальский	31,6	31,4	31,3	31,2	31,0	30,9
Суоярвский	17,4	16,9	16,6	16,3	15,9	15,4

Наиболее крупными населенными пунктами Республики Карелия являются:

г. Петрозаводск – столица и самый крупный город Республики Карелия, административный центр Прионежского района. Население – 280,2 тыс. чел.;

г. Кондопога – административный центр Кондопожского городского поселения и Кондопожского района. Население – 29,7 тыс. чел. Это второй по численности населения после Петрозаводска город Республики Карелия;

г. Сегежа – город, административный центр Сегежского района, с населением 26,2 тыс. чел. Сегежский целлюлозно-бумажный комбинат – градообразующее предприятие города.

Климат республики – климат умеренного пояса, мягкий, с обилием осадков (около 500 мм в год), меняется на территории Карелии от морского к континентальному. Средняя температура января от -9 °С до -13 °С, средняя температура июля +15 °С. Зима прохладная, но без сильных морозов. Лето нежаркое.

Республика Карелия располагает существенными запасами лесных ресурсов, более половины территории Республики Карелия занято лесом.

Среди сырьевых ресурсов Республики Карелия наибольшую ценность представляют запасы железных руд, титан, ванадий, молибден, благородные металлы (серебро, золото), алмазы, слюда, строительные материалы (граниты, диабазы, мраморы), керамическое сырье (пегматиты, шпат), апатит-карбонатные руды. Разрабатываются месторождения титаномагнетитовых, хромовых и хромо-медно-никелево-платинометаллических руд.

Четверть территории республики приходится на акватории озер и моря. В Карелии насчитывается около 27 000 рек. Самые крупные: Водла, Кемь, Онда, Унга, Чирка-Кемь, Ковда, Шуя, Суна с водопадом Кивач, Выг. В республике также около 60 000 озер. В совокупности с болотами они включают в себе около 2 000 куб. км пресной воды. Ладожское и Онежское озера являются самыми большими в Европе.

Республика обладает промышленной базой, в которой доминируют металлургия, добыча полезных ископаемых, деревообрабатывающая отрасль и бумажная промышленность. Промышленные отрасли, использующие местные природные ресурсы: лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная, горнодобывающая, черная металлургия, промышленность строительных материалов. Отрасли, работающие на привозном сырье: машиностроение, цветная металлургия.

В Петрозаводске работают 83 совместных предприятия. Основные виды промышленной продукции, которые выпускают предприятия Петрозаводска, – это электроэнергия, теплоэнергия, химическое оборудование и запчасти к нему, бумагоделательное оборудование, трелевочные машины, пиломатериалы, в том числе экспортные, строганные изделия, оконные и дверные блоки, деревообрабатывающие станки, швейные и трикотажные изделия, кожаная обувь, колбасные изделия и мясные полуфабрикаты, цельномолочная продукция, мороженое, хлеб, хлебобулочные и кондитерские изделия, ликероводочная продукция, товары народного потребления, сувенирные изделия и прочее.

Лесопромышленный комплекс:

- 1) АО «Сегежский ЦБК»;
- 2) АО «Кондопожский ЦБК»;
- 3) АО «Запкареллес»;
- 4) ООО «РК-Гранд» (бывший ОАО «Целлюлозный завод Питкяранта»);
- 5) ООО ДОК «Калевала»;
- 6) ООО «Костомукшская строительная компания»;
- 7) ПАО «Соломенский ЛЗ»;
- 8) ООО «Бумэкс»;
- 9) ООО «ЛЗК»;
- 10) АО «Карелия ДСП»;
- 11) ООО «Биндерхольц-Карелия»;
- 12) ООО НПО «ФинТек».

Горнопромышленный комплекс:

- 1) АО «КП-Габбро»;
- 2) ООО «ЕСГ-Диабаз»;
- 3) ООО «Яккимо»;
- 4) ООО «Онежские карьеры»;
- 5) ООО «Сунский карьер»;
- 6) ООО «Виллагорский гранитный карьер»;
- 7) ООО «Промышленная группа «Диабаз»;
- 8) ООО «Ефимовский карьер»;
- 9) АО «Дорстройматериалы»;
- 10) ООО «Сегежгранит»;
- 11) ООО «Прогресс»;
- 12) ООО «Петручей»;
- 13) ООО «Габбро Плюс».

Обрабатывающее производство:

- 1) филиал АО «АЭМ-Технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводск;
- 2) АО «Вяртсильский метизный завод»;
- 3) АО «НИТРО СИБИРЬ Норд Групп»;
- 4) АО «Карельский окатыш».

Агропромышленный комплекс:

- 1) ООО «Маяк»;
- 2) ОАО «Славмо».

Таблица 3

ВРП Республики Карелия

Показатель ВРП	Единица измерения	2014 год (отчет)	2015 год (отчет)	2016 год (отчет)	2017 год (отчет)	2018 год (отчет)
В текущих основных ценах	млн. руб.	191 192,1	212 049,5	231 437,5	251 835,7	280 012,4
Индекс физического объема	% к предыдущему году в сопоставимых ценах	107,03	110,91	109,14	108,81	-111,19

Железнодорожный транспорт в Карелии – одна из важнейших составляющих инфраструктуры экономики. Это 2 800 километров железнодорожных путей, около 15 тысяч высококвалифицированных рабочих, 4 отделения Октябрьской железной дороги (Мурманское, Петрозаводское, Волховстроевское, Санкт-Петербургское) и Архангельское отделение Северной железной дороги. Большую часть железнодорожных линий Карелии обслуживает Петрозаводское отделение Октябрьской железной дороги, которое является одним из крупнейших бюджетобразующих предприятий Республики. В 2005 году завершена электрификация северного хода Октябрьской железной дороги (участка Свирь – Идель линии Санкт-Петербург – Мурманск). Электрификация обеспечила надежность железнодорожного сообщения промышленных центров Северо-Запада – Мурманска, Петрозаводска, Архангельска и Сыктывкара – с другими регионами России. Эксплуатационная длина электрифицированных участков железнодорожных линий в Карелии увеличивается. Сейчас на очереди электрификация линии Кочкома – Костомукша – Люття с последующим пуском пассажирского и грузового движения.

В целом в Карелии неблагоприятные природно-климатические условия для ведения сельскохозяйственного производства. Агроресурсный потенциал республики сравнительно невелик: на долю обрабатываемых земель приходится лишь 1,2% от общей площади. Сельское хозяйство представлено такими отраслями, как животноводство (преимущественно молочное, а также мясное скотоводство), свиноводство, форелеводство, птицеводство, звероводство, растениеводство. Выращивают кормовые культуры. Развито пушное звероводство, рыболовство.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

2.1. Общая характеристика энергосистемы. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям. Структура управления электросетевыми объектами Республики Карелия

Энергетический комплекс Республики Карелия характеризуется как энергодефицитный, так как зависит от привозных видов топлива, углеводородов, что препятствует наращиванию темпов социально-экономического развития республики.

Электроэнергетика является базовой отраслью. От ее работы напрямую зависят жизнедеятельность и развитие экономики республики. Динамичное развитие промышленности, социально-культурных объектов (металлургии, целлюлозно-бумажной, деревообрабатывающей промышленности, горного комплекса и т. д.), естественный рост электропотребления в бытовом секторе, а также реализация национальных проектов требуют ввода дополнительных электрических мощностей, развития электросетевого хозяйства, что является необходимым условием для успешного социально-экономического развития Республики Карелия.

Современная ситуация в электроэнергетике характеризуется существенным разрывом в производстве и потреблении электроэнергии. Собственное производство электроэнергии покрывает порядка 60% от общего потребления электроэнергии.

Энергосистема Республики Карелия работает в составе ОЭС Северо-Запада параллельно с ЕЭС России, связь с которой организована по линиям электропередачи (далее – ЛЭП) напряжением 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ через электрические сети сопредельных регионов. Энергосистема региона имеет 3 межсистемные связи 330 кВ (2 – с энергосистемой Мурманской области, 1 – с энергосистемой г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области), 1 межсистемную связь 220 кВ (1 – с энергосистемой г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области), 6 межсистемных связей 110 кВ (1 – с энергосистемой Мурманской области, 3 – с энергосистемой г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, 1 – с энергосистемой Вологодской области и 1 – с энергосистемой Архангельской области и Ненецкого автономного округа) и 1 межсистемную связь 35 кВ (1 – с энергосистемой г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области). На территории Республики Карелия находятся населенные пункты, не охваченные централизованным электроснабжением.

Средняя температура воздуха (температура воздуха обеспеченностью 0,94 в холодный период года или обеспеченностью 0,95 в теплый период года) Республики Карелия принята из СП 131.13330.2018 (актуализированная версия СНиП 23-01-99) и в зимний период составляет от -17 до -14 °С, в летний период находится в диапазоне от +16 до +20 °С по республике. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца находится в диапазоне от +18 до +29,1 °С в зависимости от района республики. Соответственно, в расчетной модели допустимые расчетные токи ЛЭП приняты для температуры -5 °С зимой и +25 °С летом.

На рынке электрической энергии Республики Карелия осуществляют деятельность следующие субъекты электроэнергетики:

Диспетчеризация:

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Карелия» (далее – Карельское РДУ), единолично осуществляющий централизованное оперативно-диспетчерское управление для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, вли-

яющих на электроэнергетический режим работы Единой энергетической системы России в пределах энергосистемы Республики Карелия.

Производство электрической и тепловой энергии:

Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1». Основной производитель электроэнергии и тепловой энергии на территории Республики Карелия. Владеет десятью крупными ГЭС, шестью малыми ГЭС (далее – МГЭС), административно включенными в Каскад Сунских ГЭС, и одной теплоэлектроцентралью (далее – ТЭЦ) (установленная электрическая мощность – 280 МВт, установленная тепловая мощность – 689,0 Гкал/ч) суммарной установленной электрической мощностью 833,7 МВт. Территориально ГЭС предприятия делятся на каскады.

Каскад Кемских ГЭС расположен на реке Кемь, вытекающей из озера Нижнее Куйто и впадающей в Кемскую губу Белого моря. Общая установленная мощность – 330 МВт. В состав каскада входят Путкинская ГЭС (ГЭС-9), Подужемская ГЭС (ГЭС-10), Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14), Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16).

Каскад Выгских ГЭС расположен на реке Выг, которая берет начало на водоразделе между Онежским и Телекинским озерами и впадает в Белое море. Общая установленная мощность – 160,0 МВт. В состав каскада входят Маткожненская ГЭС (ГЭС-3), Выгостровская ГЭС (ГЭС-5), Беломорская ГЭС (ГЭС-6), Палакоргская ГЭС (ГЭС-7).

Каскад Сунских ГЭС. Общая установленная мощность – 63,7 МВт. В состав каскада входят Кондопожская ГЭС (ГЭС-1), Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2), группа малых ГЭС (объединяет шесть электростанций: Питкякоски (ГЭС-19), Хямекоски (ГЭС-21), Харлу (ГЭС-22), Пиени-йоки (ГЭС-24), Суури-йоки (ГЭС-25), Игнойла (ГЭС-26).

ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия» – Ондская ГЭС (ГЭС-4) установленной мощностью 80 МВт, введенная в эксплуатацию в 1956 году. В 2014 году совет директоров ПАО «ТГК-1» одобрил сделку по продаже Ондской ГЭС (ГЭС-4) в собственность ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия».

АО «Норд Гидро» – малые ГЭС установленной мощностью 6,405 МВт.

АО «Кондопожский ЦБК» – тепловые электростанции (далее – ТЭС) ТЭС-1 и ТЭС-2 суммарной установленной электрической мощностью – 108 МВт.

ТЭЦ ООО «РК-Гранд» установленной электрической мощностью – 22 МВт.

АО «Сегежский ЦБК» – ТЭЦ-1 и ТЭС-2 суммарной установленной электрической мощностью 48 МВт.

Также на территории Республики Карелия располагается Кумская ГЭС (ПАО «ТГК-1»), которая входит в состав энергосистемы Мурманской области, организационно входит в самый крупный в Кольском Заполярье по количеству станций и вырабатываемой энергии каскад Нивских ГЭС (вместе с Нивскими ГЭС-1,2 и 3 на реке Нива, Князегубской и Иовской ГЭС на реке Ковда).

Передача и распределение электрической энергии:

В энергосистеме Республики Карелия в электрической сети основной является шкала напряжений 330/220/110 кВ. Наиболее крупными территориальными сетевыми организациями являются:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Карельское предприятие магистральных электрических сетей (далее – ПМЭС) – сетевая компания, обслуживающая электрические сети 220 – 330 кВ энергосистемы Республики Карелия. В зону обслуживания данного предприятия входят также Мурманская область и часть Ленинградской области. В эксплуатации Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельского ПМЭС находится 2 121,94 км ЛЭП напряжением 6 – 330 кВ, 10 подстанций (далее – ПС) напряжением 35 – 330 кВ общей трансформаторной мощностью 1 944,1 МВ·А;

Карельский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада». Электросетевая компания, эксплуатирующая распределительные сети до 110 кВ включительно. Общая протяженность воздушных линий (далее – ВЛ) и кабельных линий (далее – КЛ) электропередачи до 35 – 110 кВ 4 678,2 км. Компания эксплуатирует 152 шт. ПС напряжением 35 – 110 кВ установленной мощностью 1 831,7 МВ·А;

АО «Прионежская сетевая компания» (АО «ПСК») – передача и распределение электрической энергии потребителям. Также компания занимается эксплуатацией, ремонтом, реконструкцией и развитием электрических сетей в Республике Карелия, производством электрической энергии (дизельной генерацией) в территориально обособленных сетях в с. Реболы, пос. Валдай, Вожозеро, Кимоваара, Войница, дер. Полга, Линдозеро и Юостозеро и осуществляет технологическое присоединение к обслуживаемым электросетям. В эксплуатации АО «ПСК» находятся электрические сети напряжением 0,4 – 110 кВ на территории населенных пунктов Прионежского, Пряжинского, Медвежьегорского, Кондопожского, Олонецкого, Питкярантского, Лахденпохского, Лоухского, Кемского, Муезерского, Калевальского, Сегежского, Сортавальского районов, а также Костомукшского городского округа и частично г. Петрозаводска, включая микрорайоны Соломенное и Птицефабрика. В зоне обслуживания общества находится 4 765,01 км ЛЭП, 1 590 трансформаторных и распределительных пунктов (далее – РП);

АО «Объединенные региональные электрические сети Петрозаводска» (АО «ОРЭС – Петрозаводск») – передача электрической энергии, распределение электрической энергии, деятельность

по обеспечению работоспособности электрических сетей. Общество обслуживает сети электроснабжения г. Петрозаводска, п. Кварцитный. АО «ОРЭС – Петрозаводск» обеспечивает электрической энергией более ста тысяч лицевого счетов (население) и более двух с половиной тысяч юридических лиц;

Филиал ОАО «РЖД» – Трансэнерго – Октябрьская дирекция по энергообеспечению обслуживает и эксплуатирует распределительные электрические сети ПАО «РЖД» на территории Республики Карелия.

Также, на территории Республики Карелия присутствуют такие электросетевые компании, которые не владеют электросетевым хозяйством 35 кВ и выше:

ООО «Региональная Электросетевая компания» – оказание услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям 6 – 10/0,4 кВ в районе г. Петрозаводска.

Энергосбытовые компании:

В 2018 году на территории Республики Карелия осуществляли свою деятельность по централизованному электроснабжению потребителей следующие сбытовые компании:

АО «ТНС Энерго Карелия» – компания, основными направлениями деятельности которой являются покупка электрической энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности), реализация электрической энергии потребителям, в том числе гражданам, оказание услуг третьим лицам, в том числе по сбору платежей за отпускаемые товары и оказываемые услуги, предоставление коммунальных услуг населению, разработка, организация и проведение энергосберегающих мероприятий, выполнение функций гарантирующего поставщика на основании решений уполномоченных органов. Территория обслуживания АО «ТНС Энерго Карелия» – все районы Республики Карелия;

ООО «Русэнергосбыт» осуществляет обслуживание потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО «РЖД». Основные направления деятельности компании: покупка электроэнергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности), реализация электроэнергии потребителям, заключение договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) с сетевыми организациями в интересах обслуживаемых потребителей, разработка, организация и проведение энергосберегающих мероприятий, выполнение функций гарантирующего поставщика, создание автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов. На территории Республики Карелия осуществляет свою деятельность Октябрьский филиал ООО «Русэнергосбыт»;

ООО «Энергокомфорт». Карелия» – компания, осуществляющая сбыт электрической энергии, начисление и сбор платежей за услуги электроснабжения, а также сбор, учет, перерасчет, обработку, перечисление платежей за услуги тепло-, водоснабжения и водоотведения, заключение договоров энергоснабжения с абонентами от имени ресурсоснабжающих организаций. Компания осуществляет свою деятельность на территории Петрозаводского городского округа и в п. Кварцитный Прионежского муниципального района.

2.2. Динамика и структура потребления электроэнергии

Для анализа динамики потребления мощности и электроэнергии использовались данные следующих источников: «Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году», а также материалы, полученные от Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада».

Общее потребление электроэнергии на территории Республики Карелия по данным АО «СО ЕЭС» в 2019 году составило 7 846,5 млн. кВт·ч. По сравнению с 2018 годом снижение электропотребления составило 1,08%. Динамика потребления электроэнергии в Республике Карелия за 2014 – 2019 годы представлена в таблице 4 и на рисунке 2.

Таблица 4

Динамика потребления электроэнергии Республики Карелия за 2014 – 2019 годы

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электропотребление, млн. кВт·ч	7 689,8	7 716,8	7 918,4	7 935,1	7 931,9	7 846,5
Темп роста, % (к предыдущему году)	0,59	0,35	2,61	0,21	-0,04	-1,08

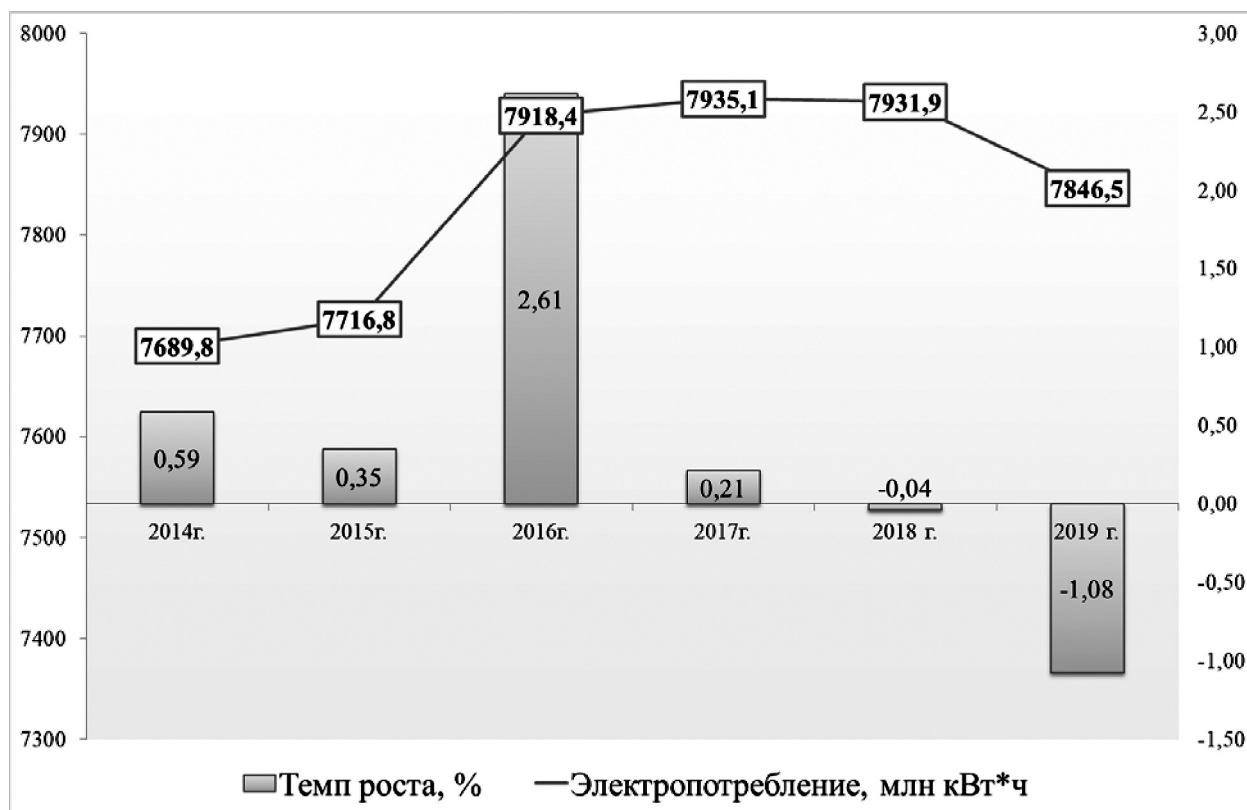


Рис. 2. Динамика потребления электроэнергии Республики Карелия в 2014 – 2019 годах

Энергосистема Республики Карелия характеризуется положительными среднегодовыми темпами прироста электропотребления среди энергосистем, входящих в ОЭС Северо-Запада. Среднегодовое увеличение потребления электроэнергии в энергосистеме за анализируемый период (2014 – 2019 годы) составляет 0,44% ежегодно. Следует отметить, что повышение потребления начиная с 2014 года наблюдалось на фоне резкого снижения в 2013 году (12,4% по отношению к предыдущему году).

После 2013 года наблюдается последовательный рост электропотребления Республики Карелия. В таблице 5 и на рисунке 3 представлена структура электропотребления за 2014 – 2019 годы.

Таблица 5

Динамика структуры потребления электроэнергии Республики Карелия в 2014 – 2019 годах

(млн. кВт·ч)¹

Сфера потребления	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	4 564	4 538,8	4 680,3	4 655,3	4 745,8	н/д
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	123,2	114,0	116,6	115,5	119,0	н/д
Строительство	20,6	28,2	29,1	29,0	31,2	н/д
Торговля оптовая и розничная, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	102,6	108,1	109,9	108,6	116,5	н/д
Транспорт и связь	1 717,6	1 705,9	1 656,0	1 655,9	1 643,6	н/д
Другие виды экономической деятельности	74,2	122,7	128,5	162,6	184,6	н/д
Городское и сельское население (бытовое потребление)	602,4	606,5	691,9	636,3	645,6	н/д
Потери в электросетях	485,2	492,7	506,2	571,9	445,5	н/д
Потреблено электроэнергия, в с е г о	7 689,8	7 716,8	7 918,4	7 935,1	7 931,9	7 846,5

¹ По данным Росстата.

Основную долю в структуре электропотребления Республики Карелия занимает промышленное производство (59 – 60%). Расход электроэнергии на работу транспорта и обеспечение связи занимает второе место в структуре электропотребления Республики Карелия, доля транспорта составляет 21 – 2%. Доля непромышленной сферы (домашнее хозяйство и сфера услуг) составляет 7 – 8%.



Рис. 3. Структура потребления электроэнергии Республики Карелия по видам экономической деятельности в 2018 году, млн. кВт·ч

2.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Крупными потребителями электроэнергии в республике являются в основном предприятия промышленности, транспорта и связи. Показатели по потреблению электроэнергии и мощности по крупным предприятиям представлены в таблицах 6 – 7. К крупным потребителям отнесены предприятия, участие которых в энергетической системе Республики Карелия оказывает на систему существенное влияние. Перечень предприятий и информация об электропотреблении и мощности предоставлены Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада». Кроме того, в перечень добавлены предприятия, относящиеся к крупным потребителям по следующим критериям: объем производства продукции, среднесписочная численность работников, налоговые и другие обязательные платежи в консолидированный бюджет республики, выпуск значимой для республики продукции, присоединенная мощность электроустановок.

Таблица 6

Годовой объем электропотребления крупных потребителей электроэнергии Республики Карелия в 2014 – 2018 годах

(млн. кВт·ч)

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
1.	Филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводск	44,13	39,47	33,51	37,04	35,07
2.	АО «Карьер «Коккомьяки»	1,69	1,89	2,41	2,61	1,53
3.	ООО «Картек»		3,22	3,41	3,41	3,30
4.	АО «Кондопожский ЦБК»	1 429,42	1 471,47	1 563,80	1 479,03	1 562,62
5.	ООО «РК-Гранд»	–	–	29,33	25,23	25,45
6.	ООО «Шунгит М»	0,26	0,31	0,18	0,06	0,00
7.	ООО Прионежская горная компания	7,02	6,28	7,16	6,61	7,08

1	2	3	4	5	6	7
8.	ОАО «Порфирит»	2,41	2,35	2,92	2,92	3,52
9.	ООО «Карьер Беломорский»	2,97	1,87	2,27	–	1,57
10.	ООО «Музерский гранит»	2,18	0,20	0,20	0,17	0,06
11.	ОАО «Управление механизации № 4»	0,91	0,90	0,93	0,88	0,79
12.	ОАО «Сортавальский завод дробильно-сортировочный»	5,58	5,97	5,81	5,19	4,64
13.	ООО «Карельская битумная компания»	0,44	0,63	0,62	0,55	0,69
14.	УФСИН, ИК-9	3,47	3,00	2,97	2,82	2,79
15.	Хлебокомбинат Кондопожский	2,47	2,03	0,71	0,71	0,19
16.	ООО «Северо-Ладожский бумажный завод Ляскеля»	0,38	0,42	0,55	0,67	0,48
17.	ООО «Карельский Гранит Торговый Дом»	0,53	0,46	0,41	0,37	0,35
18.	ЗАО «Интеркамень»	1,98	1,78	1,69	1,68	1,76
19.	АО «Сегежский ЦБК»	487,74	492,52	485,75	527,13	590,83
20.	ООО «Карелкамень»	4,33	3,46	3,49	4,18	4,19
21.	ЗАО «Завод Вяртсильский метизный»	10,71	10,73	10,58	9,76	9,71
22.	ООО «Сетлес»	8,81	9,33	9,62	8,98	9,47
23.	ООО «Лафарж нерудные материалы и бетон»	0,20	6,44	5,63	6,11	6,01
24.	ООО «Карьер «Шокшинский кварцит»	–	–	0,12	0,18	0,17
25.	ЗАО «Карьер большой массив»	4,60	4,03	4,71	4,87	5,60
26.	ОАО «Корм»	3,74	2,91	0,44	0,44	0,00
27.	ОАО «Карелэнергоремонт»	0,33	0,33	0,34	0,36	0,37
28.	ЗАО «Бони-Инвест»	3,29	2,46	3,29	3,27	3,70
29.	ООО «Карелинвест»	0,63	0,17	0,06	0,04	0,05
30.	ПАО «ТГК-1»	2,50	2,01	1,99	1,31	1,43
31.	ООО «Карелэнергоресурс»	14,41	12,01	15,42	15,43	9,47
32.	ООО «Промстроймонтаж-Комплект»	0,23	0,21	0,10	0,06	0,10
33.	ООО «Гранитная гора»	3,69	3,13	3,30	3,01	2,16
34.	ООО «Сведтек»	1,01	1,08	1,22	1,08	1,02
35.	ООО «Лобское-5»	–	0,46	0,50	0,63	0,60
36.	АО «Карельский окатыш»	1 582,82	1 596,83	1 590,55	1 621,00	1 598,15
37.	Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»	223,51	229,98	229,49	224,82	127,69
38.	ЗАО «Запкареллес»	1,14	0,49	0,34	0,34	0,26
39.	ООО «СеверЛесЭкспорт»	0,17	0,65	1,09	2,14	2,19
40.	ОАО «Питкярантский гранитный карьер» (ПКУ)	3,73	2,99	4,30	4,33	5,77
41.	ООО ДОК «Калевала»	40,18	41,52	41,00	40,04	38,68
42.	ООО «Лента»	4,84	4,66	4,61	4,10	4,15
43.	ООО «Онега Палас»	1,55	1,65	1,61	1,53	1,60
44.	ООО «Промжилстрой»	0,06	0,09	0,42	0,62	0,30
45.	ООО «Карьер Сунский»	3,70	5,37	6,04	7,32	7,15
46.	ООО «Сегежская упаковка»	–	–	12,94	11,34	11,18

1	2	3	4	5	6	7
47.	ООО «КарелФлотИнвест»	–	0,40	0,57	1,73	2,54
48.	ООО «Корунд»	–	–	1,21	1,43	0,40
49.	ООО «КарелТрансНеруд»	–	–	1,39	0,11	0,10
50.	ОАО «ПКС-Водоканал»	–	–	11,38	15,79	17,25
51.	ООО «Санаторий «Марциальные воды»	–	–	1,76	1,83	1,80
52.	ООО «Центр базальтовых технологий»	–	–	0,83	1,56	3,36
53.	ООО «ПТЗ-Недвижимость»	–	–	0,79	0,89	1,11
54.	ООО «ПетроДОК»	–	–	1,37	1,13	1,19
55.	АО «Карелстроймеханизация»	–	–	0,02	1,93	3,63
56.	Михович Федор Иванович	–	–	–	0,11	0,07
57.	ЛДК «Сегежский»	–	–	–	3,48	8,49
58.	АО «Пряжинское»	–	–	–	0,11	0,01
59.	ООО «Леруа Марлен Восток»	–	–	–	0,71	2,31
60.	ООО «Авиапроект»	–	–	–	0,03	0,11
61.	ООО «Региональная энергетическая компания»	–	–	–	0,01	1,30

Таблица 7

Максимальная заявленная и фактическая мощности крупных потребителей электроэнергии Республики Карелия в 2014 – 2018 годах

(МВт)

Наименование потребителя	Максимальная активная мощность, МВт									
	2014		2015		2016		2017		2018	
	факт	заяв.	факт	заяв.	факт	заяв.	факт	заяв.	факт	заяв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводск	14,43	8,00	12,94	8,00	13,04	8,00	15,86	8,00	11,95	8,00
ЗАО «Карьер Коккомьяки»	0,28	1,04	0,35	1,03	0,39	1,03	0,43	1,03	0,20	1,03
ООО «Картек»	–	–	0,41	3,00	0,40	3,00	0,41	3,00	0,39	3,00
АО «Кондопожский ЦБК»	н/д	120,00	124,80	120,00	136,34	120,00	143,86	120,00	121,42	120,00
ООО «РК-Гранд»	–	–	–	–	4,05	10,00	3,39	10,00	3,46	10,00
ООО «Шунгит М»	0,05	1,00	0,09	1,00	0,07	1,00	0,01	1,00	0,00	1,00
ООО «Прионежская горная компания»	1,12	1,50	1,08	1,80	1,17	1,80	1,11	1,80	1,18	1,80
ОАО «Порфирит»	0,51	1,65	0,58	1,65	0,60	1,65	0,60	2,47	0,64	2,47
ООО «Карьер Беломорский»	0,70	1,15	0,37	1,40	0,44	1,40	0,00	1,40	0,29	1,40
ООО «Музерский гранит»	0,48	2,50	0,04	2,50	0,03	2,50	0,02	2,50	0,01	2,50
ОАО «Управление механизации № 4»	0,13	1,25	0,14	1,25	0,18	1,25	0,18	1,25	0,17	1,25
ОАО «Сортавальский завод дробильно-сортировочный»	0,86	5,00	0,87	5,00	0,86	5,00	0,76	5,00	0,72	5,00
ООО «Карельская битумная компания»	0,10	1,00	0,11	1,00	0,12	1,00	0,11	1,00	0,13	1,00
УФСИН, ИК-9	0,51	1,32	0,47	1,32	0,44	1,32	0,44	1,32	0,45	1,32
Хлебокомбинат Кондопожский	0,39	1,60	0,34	1,60	0,09	1,60	0,09	1,60	0,02	1,60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ООО «Северо-Ладожский бумажный завод Ляскеля»	0,08	5,50	0,06	4,50	0,07	4,50	0,09	4,50	0,06	4,50
ООО «Карельский Гранит Торговый Дом»	0,23	2,47	0,11	2,21	0,05	2,21	0,05	2,21	0,04	2,21
ЗАО «Интеркамень»	0,50	1,15	0,30	1,15	0,23	1,15	0,23	1,15	0,24	1,15
АО «Сегежский ЦБК»	42,17	56,30	40,36	53,30	40,57	53,30	43,75	53,30	51,73	53,30
ООО «Карелкамень»	0,60	1,66	0,53	1,66	0,48	1,66	0,59	1,66	0,58	1,66
ЗАО «Завод Вяртсильский метизный»	1,76	3,00	1,79	3,00	1,70	3,00	1,55	3,00	1,47	3,00
ООО «Сетлес»	1,43	1,45	1,37	1,45	1,43	1,45	1,38	1,45	1,38	1,45
ООО «Лафарж нерудные материалы и бетон»	0,03	5,00	0,98	9,02	0,89	4,02	1,02	4,02	1,03	2,01
ООО «Карьер «Шокшинский кварцит»	–	–	–	–	0,02	5,00	0,02	5,00	0,02	5,00
ЗАО «Карьер большой массив»	0,71	1,40	0,63	1,40	0,74	1,40	0,77	1,40	0,90	1,40
ОАО «Корм»	0,52	9,27	0,39	9,27	0,08	1,20	0,08	5,80	0,00	5,80
ОАО «Карелэнергоремонт»	0,09	1,20	0,08	1,20	0,10	1,20	0,14	1,20	0,10	1,20
ЗАО «Бони-Инвест»	0,53	1,90	0,32	1,90	0,11	1,90	0,13	1,90	0,34	1,90
ООО «Карелинвест»	0,15	1,63	0,04	1,63	0,01	1,63	0,01	1,63	0,01	1,63
ПАО «ТГК-1»	0,48	8,88	0,45	8,85	0,40	6,59	0,36	6,59	0,37	6,59
ООО «Карелэнергоресурс»	3,20	4,60	1,47	6,31	1,89	5,98	1,89	4,17	1,15	4,26
ООО «Промстроймонтаж-Комплект»	0,04	0,70	0,09	0,70	0,04	0,70	0,03	0,70	0,04	0,70
ООО «Гранитная гора»	0,92	1,20	0,70	1,50	0,63	1,50	0,58	1,50	0,46	1,50
ООО «Сведтек»	0,20	1,05	0,19	1,05	0,20	1,05	0,19	1,05	0,18	1,05
ООО «Лобское-5»	–	–	0,09	1,00	0,08	1,00	0,09	1,00	0,09	1,00
АО «Карельский окагыш»	213,10	182,80	192,27	184,30	188,76	184,30	193,78	188,90	195,31	183,33
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»	26,12	380,00	6,86	380,00	н/д	50,00	н/д	50,00	6,53	50,00
ЗАО «Запкареллес»	0,15	4,26	0,07	2,26	0,08	2,26	0,08	2,26	0,06	2,26
ООО «СеверЛесЭкспорт»	0,02	0,70	0,15	0,70	0,22	2,00	0,36	2,00	0,45	2,00
ОАО «Питкярантский гранитный карьер» (ПКУ)	0,51	3,20	0,44	3,20	0,59	3,20	0,81	3,20	0,78	3,20
ООО ДОК «Калевала»	4,91	20,80	5,05	20,80	5,10	20,80	4,92	20,80	4,79	20,80
ООО «Лента»	0,62	7,34	0,59	2,34	0,59	1,38	0,53	1,38	0,53	1,38
ООО «Онега Палас»	0,28	0,97	0,25	0,90	0,24	1,87	0,22	1,87	0,24	1,87
ООО «Промжилстрой»	0,02	3,14	0,02	2,84	0,07	2,84	0,10	2,84	0,05	2,84
ООО «Карьер Сунский»	0,70	2,00	0,77	2,00	0,88	2,00	1,10	2,00	1,06	2,00
ООО «Сегежская упаковка»					2,15	3,00	1,73	3,00	1,71	3,00
ООО «КарелФлотИнвест»	–	–	0,07	1,12	0,10	1,12	0,29	1,12	0,40	1,12
ООО «Корунд»	–	–	–	–	0,23	1,20	0,25	1,20	0,08	1,20
ООО «КарелТрансНеруд»	–	–	–	–	0,25	1,00	0,01	1,03	0,01	1,30
ОАО «ПКС-Водоканал»	–	–	–	–	1,55	5,60	2,01	6,60	2,14	6,60
ООО «Санаторий «Марциальные воды»	–	–	–	–	0,36	1,44	0,20	1,44	0,40	1,44
ООО «Центр базальтовых технологий»	–	–	–	–	0,13	3,60	0,32	3,60	0,60	3,60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ООО «ПТЗ-Недвижимость»	–	–	–	–	0,33	1,66	0,20	2,66	0,24	2,36
ООО «ПетроДОК»	–	–	–	–	0,37	4,42	0,24	4,42	0,28	4,42
АО «Карелстроймеханизация»	–	–	–	–	0,03	1,00	0,27	1,00	0,43	1,00
Михович Федор Иванович	–	–	–	–	–	–	0,03	1,10	0,01	1,10
ЛДК Сегежский	–	–	–	–	–	–	1,19	4,60	1,22	4,60
АО «Пряжинское»	–	–	–	–	–	–	0,09	2,41	0,00	2,41
ООО «Леруа Мерлен Восток»	–	–	–	–	–	–	0,42	1,50	0,36	1,50
ООО «Авиапроект»	–	–	–	–	–	–	0,03	6,20	0,01	6,20
ООО «Региональная энергетическая компания»	–	–	–	–	–	–	0,01	2,69	0,18	2,69

Наиболее крупными предприятиями Республики Карелия, оказывающими на республику значительное влияние, а также обладающими наибольшей мощностью присоединенных электроустановок являются:

АО «Карельский окатыш» – комбинат по добыче и переработке железной руды. Продукция предприятия – офлюсованные и неофлюсованные окатыши любых качественных характеристик. Сырьевой базой для производства окатышей является Костомукшское месторождение железной руды – крупнейшее на северо-западе России. Разрабатываются Костомукшский и Корпангский карьеры. Исследованные запасы руды составляют 1,15 млрд. тонн. Предприятие входит в горнодобывающий (сырьевой) дивизион горно-металлургической компании ПАО «Северсталь» с 1999 года. АО «Карельский окатыш» занимает первое место в России по объему производства железорудных окатышей – производит третью часть всех российских окатышей. Мощность предприятия – 10 млн. тонн окатышей в год. Основным потребителем продукции компании является металлургический комбинат «Северсталь», расположенный в г. Череповце (Вологодская область). Предприятие также поставляет свою продукцию на экспорт: Турция, Нидерланды, Финляндия, Великобритания, Китай.

Помимо основной деятельности АО «Карельский окатыш» осуществляет производство, передачу и сбыт тепловой энергии, электроснабжение, оказание услуг в сфере водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод;

АО «Кондопожский ЦБК» является одним из крупнейших производителей газетной бумаги в России. Доля предприятия на российском рынке производителей газетной бумаги составляет 38,8%. В качестве сырья используется ель, поставляемая в основном леспрохозами Республики Карелия.

АО «Сегежский ЦБК» – одно из старейших российских предприятий в своей отрасли, с 2006 года входит в состав АО «Инвестлеспром». Комбинат способен производить до 414 тыс. тонн высококачественной небеленой сульфатной целлюлозы, 330 тыс. тонн крафт-бумаги и крафт-лайнера;

ООО «РК-Гранд» – одно из крупнейших предприятий лесной промышленности в Республике Карелия. Основной вид деятельности предприятия – производство и реализация сульфатной небеленой целлюлозы, а также производство сопутствующих продуктов: талового масла и скипидара. Кроме того, завод оказывает услуги организациям и населению г. Питкяранты, обеспечивая централизованное теплоснабжение и очистку хозяйственно-бытовых стоков. ООО «РК-Гранд» – экспортно ориентированное предприятие, более 90% от общего количества вырабатываемой продукции продается за границу;

Филиал АО «АЭМ-Технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводск – крупнейшее машиностроительное предприятие на северо-западе России. Предприятие производит и поставляет корпусное, емкостное и другое оборудование для атомной, нефтехимической и целлюлозно-бумажной промышленности. Продукция предприятия поставляется более чем в 40 стран мира. С 2010 года производственная площадка Филиала АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводск входит в АО «Атомэнергомаш».

2.4. Динамика изменения максимума потребления

Собственный максимум потребления Республики Карелия в 2019 году по данным Карельского РДУ составил 1 204 МВт. По сравнению с 2018 годом собственный максимум потребления энергосистемы увеличился на 30 МВт, или на 2,56%. Динамика изменения собственного максимума потребления Республики Карелия приведена в таблице 8 и на рисунке 4.

Таблица 8

Динамика изменения максимума потребления в Республике Карелия

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Собственный максимум потребления, МВт	1 192	1 195	1 224	1 181	1 174	1 204
Абсолютный прирост максимума потребления, МВт	–	3	29	-43	-7	30
Темп роста, % (к предыдущему году)	–	0,3	2,4	-3,5	-0,1	2,56

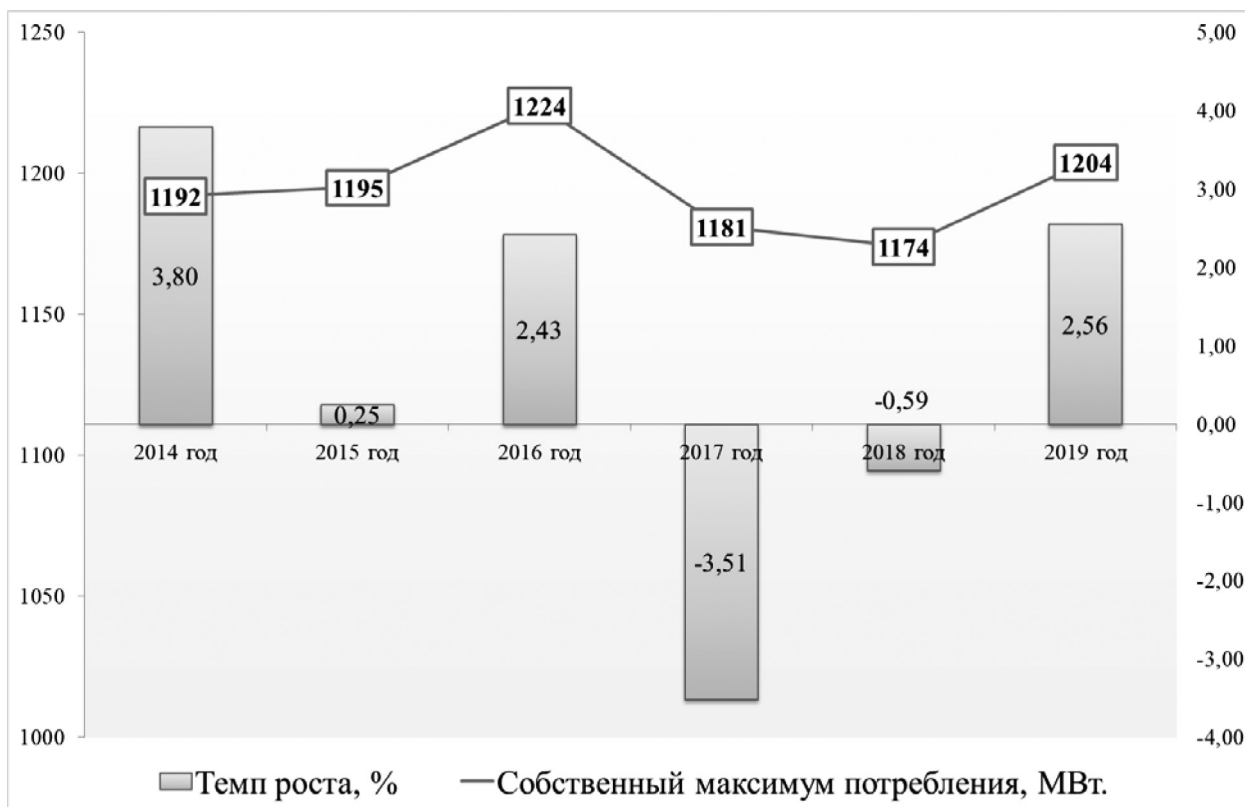


Рис. 4. Динамика изменения максимума потребления в Республике Карелия, МВт

В 2014 – 2019 годах динамика изменения собственного максимума потребления Республики Карелия носила разнонаправленный характер. Увеличение собственного максимума потребления за анализируемый период составило 1%.

2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей

Наиболее полную оценку теплоснабжения возможно получить на основании данных форм энергетической статистики Федеральной службы государственной статистики (Росстата), в том числе таких как:

- 1-ТЕП – «Сведения о снабжении тепловой энергией»;
- 6-ТП – «Сведения о работе теплоэлектростанции»;
- 4-ТЭР – «Сведения об остатках, поступлении и расходе топливно-энергетических ресурсов, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов»;
- 11-ТЭР – «Сведения об использовании топлива, тепловой энергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)»;
- 22-ЖКХ (сводная) – «Сведения о работе жилищно-коммунальных организаций в условиях реформы» и др.

Таким образом, упомянутые выше формы государственной статистики позволяют рассмотреть ретроспективу с 2014 по 2019 годы.

Динамика производства тепловой энергии в 2014 – 2019 годах представлена в таблице 9 и на рисунке 5.

Таблица 9

Динамика производства тепловой энергии по Республике Карелия

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (прогноз)
Произведено тепловой энергии, тыс. Гкал	5 503,7	5 303,4	5 323,7	5 379,5	5 861,5	6 130,4
Абсолютный прирост теплового производства, тыс. Гкал	н/д	-200,3	20,3	55,8	482	268,9
Среднегодовые темпы прироста, %	н/д	-3,64%	0,38%	1,05%	8,96%	4,59%

Согласно формам статистической отчетности по Республике Карелия за рассматриваемый период наблюдается постепенное увеличение производства тепловой энергии. Средний прирост составляет 2,27% в год.

Снижение производства тепловой энергии в 2015 году объясняется изменением объемов потребления тепловой энергии производствами по обработке древесины и производствами, занимающимися добычей полезных ископаемых в целом по Республике Карелия.

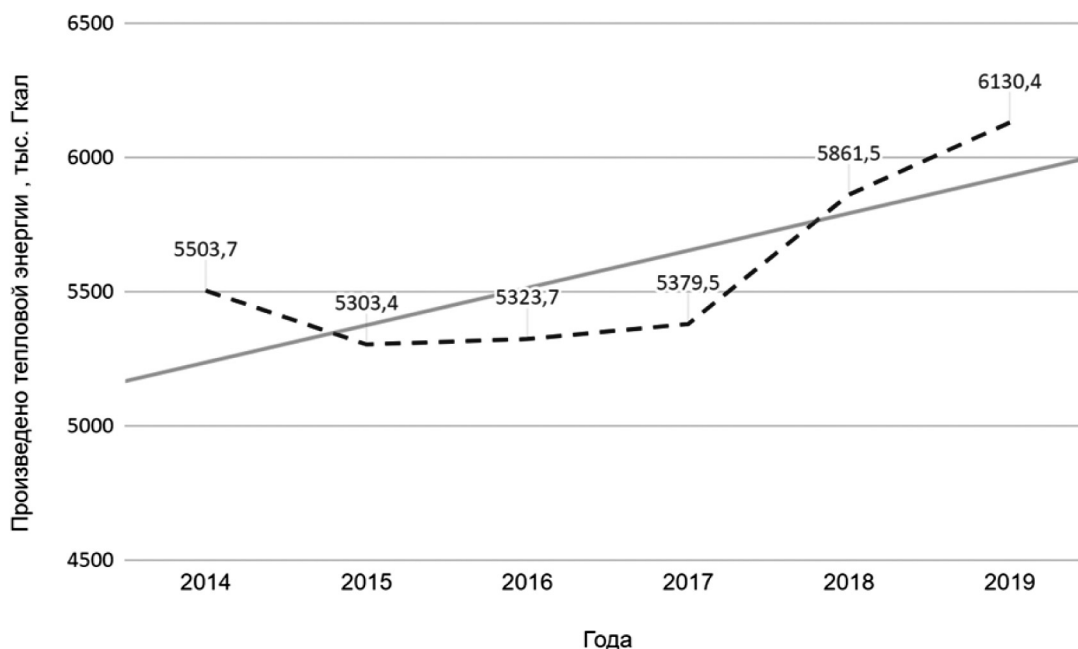


Рис. 5. Динамика производства тепловой энергии по Республике Карелия, тыс. Гкал

Динамика потребления тепловой энергии по централизованной зоне энергоснабжения Республики Карелия в 2014 – 2018 годах приведена в таблице 10 и на рисунке 6.

Таблица 10

Динамика потребления тепловой энергии Республики Карелия

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (прогноз)
1	2	3	4	5	6	7
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	5 358	5 158	5 178	5 234	5 716	5 985

1	2	3	4	5	6	7
Потребление тепловой энергии по централизованной зоне энергоснабжения, тыс. Гкал	3 750	3 610	3 624	3 664	4 001	4 189
Абсолютный прирост теплового потребления, тыс. Гкал	н/д	-200	20	56	482	269
Среднегодовые темпы прироста, %	н/д	-3,74%	0,39%	1,08%	9,21%	4,70%

В среднем за период 2014 – 2019 годов потребление тепловой энергии ежегодно возрастает на 2,33%, что объясняется ростом теплопотребления производств бумаги и бумажных изделий, а также производств по обработке древесины, и говорит об увеличении потерь тепловой энергии и собственных нужд.

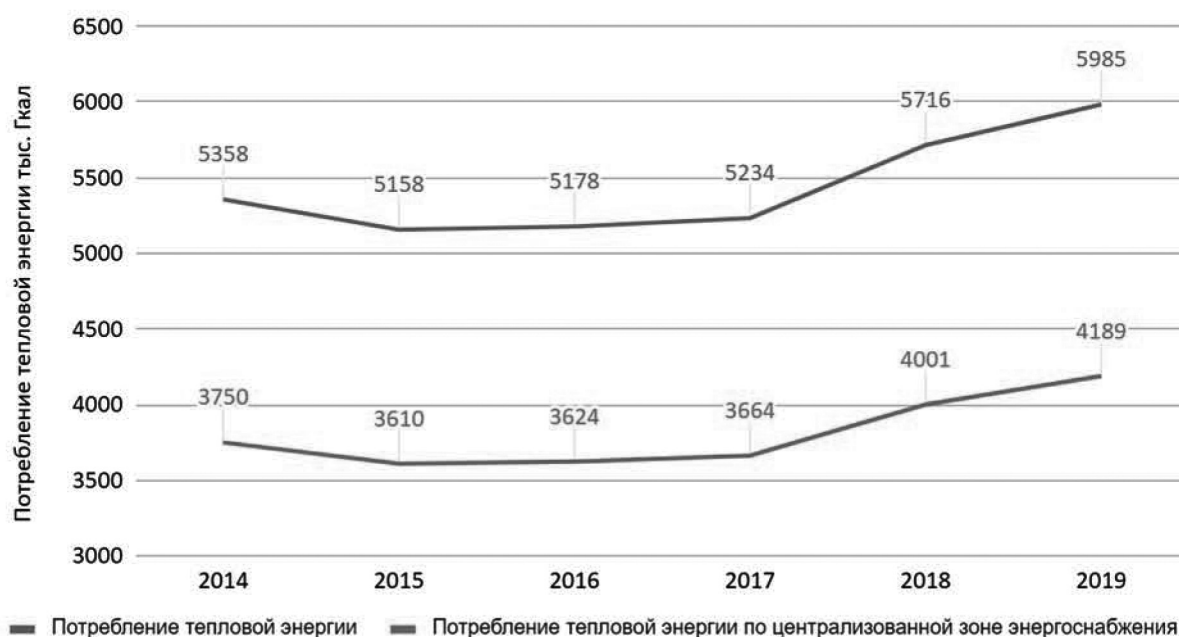


Рис. 6. Потребление тепловой энергии по Республике Карелия с выделением централизованной зоны теплоснабжения, тыс. Гкал

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется от различных источников комбинированной, некомбинированной выработки, утилизационных установок.

В таблице 11 представлена структура отпуска тепловой энергии от электростанций, блок-станций (электростанций предприятий других отраслей) и котельных генерирующих компаний.

Таблица 11

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных генерирующих компаний Республики Карелия за последние 5 лет

(тыс. Гкал)

Энергоисточник	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (прогноз)
1	2	3	4	5	6	7
Петрозаводская ТЭЦ	1 631,9	1 560,7	1 654,8	1 674,4	1 689,9	1 585,9
ОАО «Кондопога»	1 686,2	1 427,9	2 384,5	2 714,4	–	–
АО «Кондопожский ЦБК»	–	–	–	–	660,4	2 379,2
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	350,4	350,4	514,6	479,0	511,7	512,0
ТЭЦ-1, ТЭС-2 АО «Сегежский ЦБК»	1 552,7	1 552,7	1 552,7	1 552,7	1 552,7	1 552,7
АО «Карельский окатыш»	215,2	215,2	215,2	215,2	199,9	199,9

1	2	3	4	5	6	7
Всего:	5 436,4	5 106,9	6 321,8	6 635,7	4 614,6	6 229,7
Среднегодовые темпы прироста	н/д	-6,1%	23,8%	4,97%	-30,46%	35,0%

Основную роль в структуре отпуска играют ТЭЦ АО «Кондопожский ЦБК», ТЭЦ АО «Сегежский ЦБК» и Петрозаводская ТЭЦ.

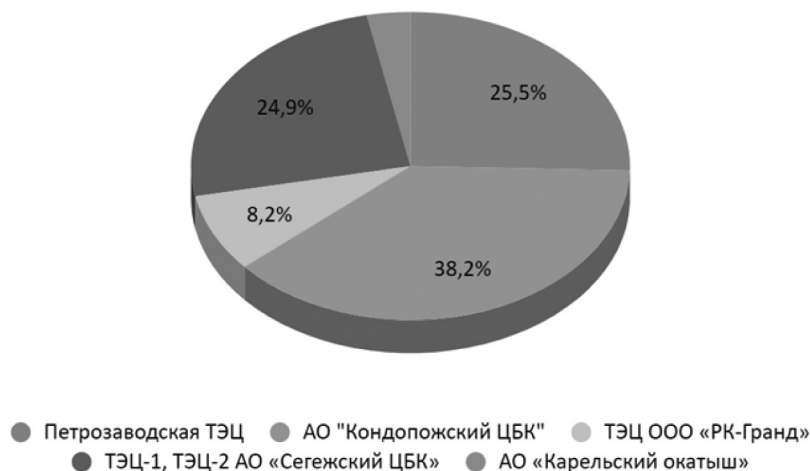


Рис. 7. Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных генерирующих компаний Республики Карелия за 2019 год, %

Структура отпуска тепловой энергии за 2018 – 2019 год не претерпела существенных изменений по сравнению с 2017 годом и ранее.

Уровень отпуска от АО «Кондопожский ЦБК» (ранее – ОАО «Кондопога»), существенно снизившись в 2018 году в связи с процедурой банкротства и смены собственника, вернулся на прежний уровень.

Незначительное уменьшение отпуска тепловой энергии в 2015 – 2017 годах обусловлено температурным фактором. На протяжении отопительного периода 2018/19 года наблюдалась более низкая среднемесячная температура наружного воздуха, чем в 2017/18 году, а также повышение промышленного производства в Республике Карелия.

Показатели потребления тепловой энергии на производство с разделением по видам за период 2014 – 2018 годов, определенные по Статистическим бюллетеням «Топливные ресурсы, их использование и потребление организациями Республики Карелия» ТО ФСГС «Карелиястат», представлены в таблице 12. За 2019 год – ожидаемое значение согласно сложившейся фактической динамики.

Таблица 12

Потребление тепловой энергии промышленностью

(тыс. Гкал)

Производство/год	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (прогноз)
1	2	3	4	5	6	7
Потребление тепловой энергии на производство, в т. ч.:	3 181,5	2 981,2	3 001,5	3 057,3	3 539,3	3 808,2
Сельское хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	–	–	–	–	0,2	0,2
Добыча полезных ископаемых	270,4	248,2	250,2	256,9	224,5	241,6
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2 909,1	2 731	2 749,7	2 799,1	3 283,8	3 533,3
производство пищевых продуктов	52,9	47,9	46,4	24,1	36,3	39,1
обработка древесины	341,2	156,5	49	45,4	406,6	437,5

1	2	3	4	5	6	7
производство бумаги и бумажных изделий	2 504	2 514,7	2 643,3	2 729,6	2 840,9	3 056,7
металлургическое производство и производство готовых металлоизделий	10,9	10,2	5,1	–	–	–
Строительство	0,6	0,6	–	–	–	–
Торговля, ремонт автотранспортных средств	–	–	–	–	14,4	15,5
Транспортировка и хранение	–	–	–	–	14,5	15,6
Прочее	1,5	1,3	1,6	1,3	–	–

2.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии, основные производители тепловой энергии

Наиболее крупными организациями комплекса, осуществляющими выработку и отпуск тепловой энергии, являются:

- 1) АО «Сегежский ЦБК»;
- 2) ООО «Карелэнергоресурс» (на конец 2019 года котельные переданы ГУП РК «КарелКоммунЭнерго»);
- 3) Кондопожское ММП ЖКХ;
- 4) ООО «Петербургтеплоэнерго»;
- 5) ПАО «ТГК-1»;
- 6) ГУП РК «КарелКоммунЭнерго».

Данные по всем источникам теплоснабжения (полный перечень объектов тепловой генерации) по субъектам Республики Карелия с выделением оборудования, установленной мощности, подключенной нагрузки (приложение 3).

Данные по объектам генерации сгруппированы по муниципальным районам и городским округам и приведены в таблице 13.

Таблица 13

Сводные данные по Республике Карелия по состоянию на 2019 год

Наименование субъекта	Установленная мощность объектов теплоснабжения, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Количество источников теплоснабжения
г. Петрозаводск	1 283,73	737,587	20
г. Беломорск	69,612	30,665	17
Костомукшский ГО	475,4	136,4	2
Калевальский МР	20,74	9,472	10
Кондопожский МР	357,539	143,975	15
Лахденпохский МР	36,862	17,045	20
Лоухский МР	56,458	31,569	15
Кемский МР	56,745	23,055	23
Медвежьегорский МР	57,736	40,276	24
Музерский МР	33,876	11,304	14
Олонецкий МР	46,22	34,04	21
Питкярантский МР	171,804	157,616	11
Пряжинский МР	46,423	31,53	20
Прионежский МР	62,594	27,843	25
Пудожский МР	74,77	40,74	27
Сегежский МР	312,1	243,3	10
Сортавальский МР	91,1	59,6	23
Суоярвский МР	62,5	29,6	27
В с е г о	3 316,209	1 805,617	324

Наиболее крупными промышленными потребителями тепловой энергии являются: АО «Сегежский ЦБК», АО «Кондопожский ЦБК», ООО «РК-Гранд» и АО «Карельский окатыш».

Таблица 14

Перечень основных потребителей тепловой энергии

Потребитель	Вид деятельности	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры пара	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч на 2018 год
1	2	3	4	5
АО «Карельский окатыш»	ОКВЭД 13.10.2 добыча железных руд открытым способом	водогрейная котельная (установленная тепловая мощность – 400,0 Гкал/ч)	–	267 (в том числе 131,0 – предприятие, 136 – внешние потребители)
АО «Кондопожский ЦБК»	ОКВЭД 21.11 производство целлюлозы и древесной массы	КТЦ-2 (установленная тепловая мощность – 325 Гкал/ч)	2 паровые турбины ПТ-30-3,4/1, номинальное давление пара – 3,4 МПа, температура пара – 435 °С. 5 паровых котлов Е-100-3,9-440ГМ, номинальные параметры свежего пара: давление – 3,9 МПа, температура – 440 °С	287,0 (в том числе 157,5 – предприятие, 129,5 – внешние потребители)
		КТЦ-1 (установленная тепловая мощность – 208 Гкал/ч)	3 паровые турбины ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6, номинальное давление пара – 3,4 МПа, температура пара – 435 °С. 2 паровых котла Е-160-3,9-440ГМ, номинальные параметры свежего пара: давление – 3,9 МПа, температура – 440 °С	208,0 – предприятие
		утилизационная котельная	нет данных	нет данных
ООО «РК-Гранд»	ОКВЭД 21.11 производство целлюлозы и древесной массы	ТЭЦ (установленная тепловая мощность 152 Гкал/ч)	паровая турбина ПТ-12-35/10/1,2 и Р-12-35/5, номинальное давление пара – 1 МПа, температура пара – 400 °С. Паровые котлы – ГМ-50 – 14 шт., СРК-315 – 2 шт., номинальное давление пара – 3,9 МПа, температура – 440 – 450 °С.	152 Гкал/ч

1	2	3	4	5
			Паровые котлы ДКВР-10/13 – 2 шт., номинальное давление – 0,5 МПа, температура – 160 °С. Паровой котел МТК – 1 шт., номинальное давление пара – 3,9 МПа, температура – 440 °С.	
АО «Сегежский ЦБК»	ОКВЭД 21.11, 21.12 производство целлюлозы и древесной массы; ОКВЭД 21.12 производство бумаги и картона	пар – ТЭЦ-1, ТЭС-2, горячая вода – котельная ООО «Сегежа- Энерго» (установленная тепловая мощность 229 Гкал/ч)	острый пар давлением – 3,5 МПа, температурой – 420 °С, отборный пар давлением – 1,6 МПа, температурой – 250 – 350 °С	207 Гкал/ч

АО «Сегежский ЦБК»

Решением Арбитражного суда Республики Карелия от 5 сентября 2012 года по делу № А26-9886/2011 МП «Теплоснабжение» муниципального образования «Беломорское городское поселение» признано банкротом.

С 29 декабря 2015 года ООО «Сегежа-Энерго» реорганизовано путем присоединения к АО «Сегежский ЦБК», которое является правопреемником ООО «Сегежа-Энерго» в части теплоснабжения потребителей.

Система теплоснабжения г. Сегежа состоит из 4 котельных, принадлежащих АО «Сегежский ЦБК», ООО «ЛДК «Сегежский», котельных на ул. Лейгубской г. Сегежа (ФКУ Исправительная колония № 7 и ФКУ Следственный изолятор № 10/2) и присоединенных к ним тепловых сетей. Сети являются замкнутыми и не пересекающимися. В соответствии с постановлением администрации Сегежского городского поселения от 12 апреля 2016 года № 71 АО «Сегежский ЦБК» является единой теплоснабжающей организацией только в границе зоны действия источника тепловой энергии АО «Сегежский ЦБК».

ООО «Карелэнергоресурс»

ООО «Карелэнергоресурс» с 2013 года предоставляло услуги теплоснабжения в поселениях Медвежьегорского, Суоярвского, Беломорского, Калевальского, Муезерского, Пудожского, Кемского, Сегежского (Надвоицы и Каменный Бор), Лоухского районов. Учредителем компании является АО «Корпорация развития Республики Карелия».



Рис. 8. Зона деятельности ООО «Карелэнергоресурс»

В 2015 году ООО «Карелэнергоресурс» выполнил объединение котельных в поселке Летнереченский, Золотец, в городе Беломорске, в поселках Лоймола и Муезерский. Реализуется контракт по пероснащению котельных в Суоярви.

По состоянию на 2018 год в управлении ООО «Карелэнергоресурс» находилось 110 котельных. Из них 56 котельных работают на дровах и щепе, 45 – на угле, 7 – на мазуте. Также есть две дизельные котельные. В дальнейшем планируется их закрыть и перевести на уголь, поскольку себестоимость тепла, получаемого на дизельном топливе, очень высокая.

С 2019 года предприятие признано банкротом, котельные переданы в ГУП РК «КарелКоммунЭнерго».

Кондопожское МПП ЖКХ

Кондопожское МПП ЖКХ предоставляет услуги теплоснабжения в г. Кондопога и в поселениях Кондопожского муниципального района.

По состоянию на 2018 год в управлении Кондопожского МПП ЖКХ находится 10 источников теплоснабжения (25 водогрейных котлов). Суммарная установленная мощность источников составляет $Q_{уст} = 15,3$ Гкал/ч.

Также на балансе у предприятия находится 37,5 км тепловых сетей в двухтрубном исчислении.

ГУП РК «КарелКоммунЭнерго»

ГУП РК «КарелКоммунЭнерго» предоставляет услуги теплоснабжения в Питкярантском муниципальном районе (п. Харлу) и в Прионежском муниципальном районе (п. Деревянка, с. Деревянное, п. Кварцитный).

По состоянию на 2018 год в управлении ГУП РК «КарелКоммунЭнерго» находилось 4 источника теплоснабжения (котельные). Суммарная установленная мощность источников составляет $Q_{уст} = 15$ Гкал/ч.

В 2018 – 2019 годах произошла передача 84 котельных ООО «Карелэнергоресурс», на конец 2019 года – передача оставшихся 35 котельных.

Основными потребителями отпускаемой тепловой энергии являются население и бюджетные организации.

Сведения о котельных представлены в приложении 3.

ООО «Петербургтеплоэнерго»

В конце 2011 года к работе в районах Северного Приладожья приступило ООО «Петербургтеплоэнерго» (дочернее общество АО «Газпром теплоэнерго» (до ноября 2013 года – ОАО «Межрегионтеплоэнерго»), которое сегодня занимает лидирующие позиции среди теплоснабжающих организаций г. Санкт-Петербурга. В 2011 году компания впервые вышла на межрегиональный уровень: ООО «Петербургтеплоэнерго» и Республика Карелия подписали договор на эксплуатацию и обслуживание котельных в четырех районах Верхнего Приладожья: Лахденпохском, Питкярантском, Олонецком и Сортавальском.

До начала реконструкции система теплоснабжения четырех районов была крайне изношена. Коэффициент полезного действия (далее – КПД) большинства котельных не превышал 60 процентов, потери теплоносителя в сетях доходили до 30 процентов. На 100 километров сетей ежегодно фиксировалось до 70 повреждений. Все это приводило к перебоям в теплоснабжении, многочисленным жалобам жителей.

В 2011 году Постановлением Правительства Республики Карелия от 19 ноября 2011 года № 314-П (в редакции Постановления Правительства Республики Карелия от 23 декабря 2014 года № 407-П) утверждена долгосрочная целевая программа «Реконструкция, техническое перевооружение и строительство объектов теплоэнергетики на территории Северного Приладожья Республики Карелия на период до 2027 года». С 2013 по 2016 годы Программой предусмотрены реконструкция, техническое перевооружение и строительство 63 объектов теплоэнергетики в 4 районах Республики Карелия:

Лахденпохский муниципальный район – 19 объектов;
Сортавальский муниципальный район – 17 объектов;
Питкярантский муниципальный район – 8 объектов
Олонецкий национальный муниципальный район – 19 объектов.

Общая установленная мощность 63 объектов – 187,70 МВт.

Протяженность переключаемых тепловых сетей – 237,6 км (в однострубно́м исчислении).

В 2014 году ООО «Петербургтеплоэнерго» на территории Республики Карелия выполнило строительство и техническое перевооружение еще 26 объектов теплоснабжения:

Олонецкий национальный муниципальный район – 1 объект;
Лахденпохский муниципальный район – 17 объектов;
Питкярантский муниципальный район – 8 объектов;
Общая установленная мощность 26 источников теплоснабжения – 71,7 МВт.
Протяженность реконструированных тепловых сетей – 90,32 км.

С начала отопительного сезона 2014/15 года обеспечена подача тепла потребителям от нового источника по адресу: г. Лахденпохья, ул. Заходского и от 25 существующих источников по реконструированным тепловым сетям.

Таблица 15

Сведения о наличии источников теплоснабжения ООО «Петербургтеплоэнерго» на 2018 год

Наименование показателя	Ед. изм.	Всего
1	2	3
Введено источников теплоснабжения (котельных) за отчетный год, в т. ч. мощностью, Гкал/ч:	ед.	2
до 3	ед.	2
от 3 до 20	ед.	0
от 20 до 100	ед.	0
Ликвидировано источников теплоснабжения за отчетный год, в т. ч. мощностью, Гкал/ч:	ед.	2
до 3	ед.	1
от 3 до 20	ед.	1
от 20 до 100	ед.	0
Число источников теплоснабжения на конец отчетного года, в т. ч. мощностью, Гкал/ч:	ед.	62

1	2	3
до 3	ед.	48
от 3 до 20	ед.	13
от 20 до 100	ед.	1
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года	Гкал/ч	164,59
до 3	Гкал/ч	63,64
от 3 до 20	Гкал/ч	61,31
от 20 до 100	Гкал/ч	39,64
Количество котлов (энергоустановок) на конец отчетного года	ед.	160
Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении на конец отчетного года, в т. ч. диаметром, мм:	км	120,47
до 200	км	105,42
от 200 до 400	км	11,57
от 400 до 600	км	3,48
Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении	км	0
из них ветхих сетей	км	0
Число когенерационных источников	ед.	0

За 2018 год ООО «Петербургтеплоэнерго» было введено 2 источника теплоснабжения, ликвидировано 2 источника теплоснабжения.

По состоянию на 2019 года в управлении ООО «Петербургтеплоэнерго» находятся:
62 котельные (160 котлов) с суммарной мощностью 164,59 Гкал/ч;
120 470 метров тепловых сетей (в двухтрубном исчислении).

Данные по котельным ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в приложении 4.1.

Таблица 16

Подключенная тепловая нагрузка ООО «Петербургтеплоэнерго»

(Гкал/час)

	2016 год	2017 год	2018 год
Подключенная тепловая нагрузка (Гкал/час)	92,43	92,18	91,93

Сводные технико-экономические показатели приняты согласно исходным данным, представленным собственником, и приведены в таблице 17.

Таблица 17

Технико-экономические показатели ООО «Петербургтеплоэнерго» на 2018 год

(Гкал/час)

Наименование показателя	Ед. изм.	Всего
1	2	3
Произведено тепловой энергии за год всего, в т. ч. в источниках теплоснабжения мощностью, в т. ч.:	Гкал	226 973,74
до 3	Гкал	73 908,64
от 3 до 20	Гкал	88 637,80

1	2	3
от 20 до 100	Гкал	64 427,30
Получено тепловой энергии со стороны за год	Гкал	81 716,00
Отпущено тепловой энергии своим потребителям всего, в т. ч.:	Гкал	257 555,36
населению	Гкал	193 969,85
бюджетно-финансируемым организациям	Гкал	53 035,64
предприятиям на производственные нужды	Гкал	261,49
прочим организациям	Гкал	10 288,38
Отпущено тепловой энергии другому предприятию (перепродавцу)	Гкал	0,00
Расход топлива фактически на весь объем произведенных ресурсов, в т.ч.:	т у. т.	41 079,83
твердое топливо	т	36 911,11
жидкое топливо	т	12 240,90
газообразное топливо	тыс. куб. м	7 665,72
Расход электроэнергии фактически на весь объем произведенных ресурсов	тыс. кВт·ч	7 885,51
Потери тепловой энергии за год	Гкал	51 241,10
в т. ч. на тепловых и паровых сетях	Гкал	69 740,60

ПАО «ТГК-1» Петрозаводская ТЭЦ

Петрозаводская ТЭЦ является структурным подразделением филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» и стратегическим производителем тепловой и электрической энергии для жителей и предприятий г. Петрозаводска. Петрозаводская ТЭЦ производит и распределяет тепловую энергию в городе Петрозаводске, тем самым обеспечивая теплом более 85% потребителей столицы Республики.

В 2015 году выполнен капитальный ремонт котлоагрегата № 3 и турбоагрегата № 1.

В 2016 году завершена масштабная модернизация тепловых сетей по улице Анохина, проект продолжался с осени 2014 года.

В 2017 году завершены работы по обновлению одного из трех энергетических котлов производительностью 420 тонн пара в час. Во время капитального ремонта специалисты произвели замену фронтного экрана энергетического котла № 2.

В таблицах 18 – 20 указана подробная характеристика основного оборудования, вырабатывающего тепловую энергию ПАО «ТГК-1» на территории Республики Карелия.

Технико-экономические показатели работы котельных ПАО «ТГК-1» на территории Республики Карелия за 2017 год представлены в приложении 5.

Таблица 18

Характеристика паровых турбин Петрозаводской ТЭЦ

Паровые турбины							
тип	установленная мощность		номинальные параметры свежего пара		год ввода в эксплуатацию	фактическая наработка, тыс. час	год достижения паркового/ инд. ресурса
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/час	давление, МПа	температура, °С			
ПТ-60-130/13	60	139	13	555	1979	243 664	2020
Т-110/120-130-3	110	175	13	555	1980	199 025	2023
Т-110/120-130-4	110	175	13	555	1982	156 978	2030

Таблица 19

Характеристика паровых котлов Петрозаводской ТЭЦ

Паровые котлы						
тип	паропроизводительность, т/ч	номинальные параметры свежего пара		год ввода в эксплуатацию	фактическая наработка, тыс. ч	год достижения паркового/ инд. ресурса
		давление, МПа	температура, °С			
БКЗ-420-140 НГМ-4	420	14	565	1979	198 476	2019
БКЗ-420-140 НГМ-4	420	14	565	1980	189 821	2020
БКЗ-420-140 НГМ-4	420	14	565	1982	179 019	2022

Таблица 20

Характеристика водогрейных котлов Петрозаводской ТЭЦ

Водогрейные котлы				
тип	установленная тепловая мощность, Гкал/ч	год ввода в эксплуатацию	фактическая наработка, тыс. ч	год достижения паркового/ инд. ресурса
КВГМ-100	100	1976	29 300	н/д
КВГМ-100	100	1977	22 900	н/д

Сводные технико-экономические показатели приняты согласно исходным данным, представленным собственником, и приведены в таблице 21.

Таблица 21

Технико-экономические показатели работы энергетического объекта Петрозаводской ТЭЦ

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
Установленная мощность энергоисточника							
Электрическая	МВт	280	280	280	280	280	280
Тепловая	Гкал/ч	689	689	689	689	689	689
Располагаемая мощность энергоисточника							
Электрическая	МВт	231,41	234,44	254	254	254	254
Тепловая	Гкал/ч	617,7	617,7	617,7	617,7	617,7	617,7
Присоединенная тепловая нагрузка, всего	Гкал/ч	608,01	615,99	615,99	615,99	615,99	615,99
Годовая выработка тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	1 690,92	1 616,18	1 663,00	1 674,35	1 689,89	1 585,91
Годовой отпуск тепловой энергии с коллекторов, всего, в т. ч.	тыс. Гкал	1 631,94	1 560,71	1 654,80	1 674,35	1 689,89	1 585,91
отработанным паром	тыс. Гкал	1 536,16	1 466,81	1 654,80	1 674,35	1 689,89	1 585,91
от пиковых водогрейных котлов	тыс. Гкал						

1	2	3	4	5	6	7	8
Годовая выработка электроэнергии	тыс. кВт·ч	1 162 532	1 079 963	1 158 341	1 110 010	1 227 077	1 251 374
в том числе по теплофикационному циклу	тыс. кВт·ч	812 969	775 143	835 404	834 074	1 227 077	1 214 868
Годовой отпуск электроэнергии с шин	тыс. кВт·ч	1 032 394	953 945	1 026 265	977 434	1 086 128	1 077 475
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды всего, в т. ч.:	тыс. кВт·ч	130 138	126 018	132 076	132 576	140 949	137 393
на отпуск тепла	тыс. кВт·ч	66 700	65 907	76 273	80 044	90 780	86 728
на выработку электроэнергии	тыс. кВт·ч	63 438	60 111	55 803	52 532	50 169	50 665
Годовой расход условного топлива, всего, в т. ч.:	тыс. т у. т.	499,49	469,27	503,01	486,87	542,76	516,97
на отпуск тепла	тыс. т у. т.	211,12	201,15	273,89	214,86	280,52	263,26
на отпуск электроэнергии	тыс. т у. т.	288,38	268,12	229,12	272,01	262,23	253,71
Годовой расход условного топлива по видам							
Основной вид топлива – газ	тыс. т у. т.	499,45	468,71	501,62	486,81	542,70	516,87
Резервный вид топлива – мазут	тыс. т у. т.	0,04	0,57	1,39	0,06	0,05	0,10
Годовой расход натурального топлива по видам							
Основное – газ	тыс. м ³	432 710	404 478	432 162	419 984	468 834	446 295
Резервное – мазут	т	28,46	398,87	1 271	42	36	74
Удельный расход условного топлива							
На отпуск тепла	кг/Гкал	129,36	128,88	165,5	128,3	166	166
На отпуск электроэнергии (для электростанции)	г/кВт·ч	279,33	281,07	223,3	278,3	241	235
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепла	кВт·ч/Гкал	40,87	42,23	46,09	47,81	53,72	54,69

АО «Кондопожский ЦБК»

Акционерное общество «Кондопожский целлюлозно-бумажный комбинат» – АО «Кондопожский ЦБК» – одно из крупнейших предприятий России и Европы, специализирующееся на производстве газетной бумаги.

Для покрытия собственных нужд и теплоснабжения сторонних потребителей на предприятии имеются три источника тепловой энергии:

Котлотурбинный цех № 1;

Котлотурбинный цех № 2;

Утилизационная котельная.

Таблица 22

Котельное оборудование АО «Кондопожский ЦБК»

Наименование источника тепловой энергии	ст. №	Тип, марка	Техническая характеристика		Производительность	
			температура, °С	давление, кгс/см ²	т/ч	Гкал/ч
Котлотурбинный цех № 1 (КТЦ № 1)	1	Е-160-3,9-440ГМ	440	40	160	104
	2	Е-160-3,9-440ГМ	440	40	160	104
Котлотурбинный цех № 2 (КТЦ № 2)	1	Е-100-3,9-440ГМ	440	40	100	65
	2	Е-100-3,9-440ГМ	440	40	100	65
	3	Е-100-3,9-440ГМ	440	40	100	65
	4	Е-100-3,9-440ГМ	440	40	100	65
	5	Е-100-3,9-440ГМ	440	40	100	65
Утилизационная котельная	1	КМ-75-40	440	40	55	37
	2	КМ-75-40	440	40	55	37

Таблица 23

Турбинное оборудование АО «Кондопожский ЦБК»

Наименование источника тепловой энергии	ст. №	Тип, марка	Электрическая мощность турбоагрегата, МВт		Номинальные параметры производственного отбора			Номинальные параметры теплофикационного отбора		
			номинальная	максимальная	давление, кгс/см ²	температура, °С	расход, т/ч	давление, кгс/см ²	температура, °С	расход, т/ч
Котлотурбинный цех № 1 (КТЦ № 1)	1	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6	13	16	35	435	160	–	–	–
	2	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6	13	16	35	435	160	–	–	–
	3	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6	13	16	35	435	160	–	–	–
Котлотурбинный цех № 2 (КТЦ № 2)	1	ПТ-30-3,4/1	30	30	35	435	225	0,7	120	120
	2	ПТ-30-3,4/1	30	30	35	435	225	0,7	120	120

Сводные технико-экономические показатели приняты согласно исходным данным, представленным собственником, и приведены в таблице 24.

Таблица 24

Технико-экономические показатели АО «Кондопожский ЦБК»

Показатель	Ед. изм.	2017 г. (факт)	2018 г. (факт)	2019 г. (план)
1	2	3	4	5
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	533	533	533
Подключенная тепловая нагрузка потребителей, в т. ч.:	Гкал/ч	495	495	495
предприятие	Гкал/ч	131	131	131
внешние потребители	Гкал/ч	141	141	141

1	2	3	4	5
Объем выработки теплоэнергии за год	Гкал			
Потребление теплоэнергии за год, в т. ч.:	Гкал	2 714 416	660 445	2 379 153
предприятие	Гкал	2 520 948	472 607	2 182 599
внешние потребители	Гкал	193 468	187 838	196 554
Вид топлива		природный газ, мазут, древесная кора		
Расход топлива на выработку т/э за год	т у.т.	474 746	509 565	527 108

В 2018 году произошло существенное снижение отпуска тепловой энергии на нужды производства в связи со снижением объемов основного производства и преобразованием ОАО «Кондопога», ранее признанного банкротом. В 2019 году потребление тепловой энергии восстановилось до прежних объемов.

АО «Карельский окатыш»

АО «Карельский окатыш» – ведущий комбинат по добыче и переработке железной руды в России. Предприятие расположено в Республике Карелия и производит 20% всех российских железорудных окатышей.

Предприятие входит в горнодобывающий дивизион крупнейшей в мире сталелитейной и горнодобывающей компании ПАО «Северсталь».

Основной потребитель на внутреннем рынке – Череповецкий металлургический комбинат. Продукция «Карельского окатыша» также поставляется на экспорт.

Таблица 25

Технико-экономические показатели АО «Карельский окатыш»

Показатель	Ед. изм.	2016 г. (факт)	2017 г. (факт)	2018 г. (факт)	2019 г. (план)
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	496	496	496	496
Подключенная тепловая нагрузка потребителей, в т. ч.:	Гкал/ч	272	272	272	272
предприятие	Гкал/ч	131	131	131	131
внешние потребители	Гкал/ч	141	141	141	141
Объем выработки теплоэнергии за год	Гкал	488 600	477 745	468 081	458 147
Потребление теплоэнергии за год, в т. ч.:	Гкал	465 300	441 671	432 705	417 326
предприятие	Гкал	241 800	226 511	228 408	222 143
внешние потребители	Гкал	223 500	215 160	204 297	195 327
Вид топлива		мазут			
Расход топлива на выработку т/э за год	т у. т.	73 638	71 996	70 545	69 048

Основные показатели о снабжении тепловой энергией предприятий ЖКХ: на основании данных по представленным опросным листам предприятий ЖКХ муниципальных образований Республики Карелия собраны сводные показатели.

Таблица 26

Сведения о снабжении тепловой энергией Республики Карелия

Показатель	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	3	4	5	6
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец года, всего, в т. ч.:	Гкал/ч	3 525,3	3 525,3	3 316,2	3 316,2

1	2	3	4	5	6
до 3 Гкал/ч	Гкал/ч	733,4	733,4	556,9	556,9
от 3 до 20 Гкал/ч	Гкал/ч	696,3	696,3	643,7	643,7
от 20 до 100 Гкал/ч	Гкал/ч	93,6	93,6	113,6	113,6
свыше 100 Гкал/ч	Гкал/ч	2 002,0	2 002,0	2 002,0	2 002,0
Введено источников теплоснабжения за год, всего, в т. ч.:	ед.	8,0	9,0	2,0	0,0
до 3 Гкал/ч	ед.	2	9	2	0,0
от 3 до 20 Гкал/ч	ед.	6	0	0	0,0
от 20 до 100 Гкал/ч	ед.	0	0	0	0,0
свыше 100 Гкал/ч	ед.	0	0	0	0,0
Ликвидировано источников теплоснабжения за год, всего, в т. ч.:	ед.	23,0	8,0	24,0	0,0
до 3 Гкал/ч	ед.	14	6	23	0,0
от 3 до 20 Гкал/ч	ед.	8	2	1	0,0
от 20 до 100 Гкал/ч	ед.	1	0	0	0,0
свыше 100 Гкал/ч	ед.	0	0	0	0,0
Число источников теплоснабжения на конец года, всего, в т. ч.:	ед.	336,0	322,0	324,0	324,0
до 3 Гкал/ч	ед.	258,0	246,0	249,0	249,0
от 3 до 20 Гкал/ч	ед.	69	67	66,0	66,0
от 20 до 100 Гкал/ч	ед.	2	2	2,0	2,0
свыше 100 Гкал/ч	ед.	7,0	7,0	7,0	7,0
Число когенерационных источников на конец года	ед.	5,0	5,0	5,0	5,0
Из общего числа источников теплоснабжения, работающих на:					
твердом топливе	ед.	н/д	н/д	н/д	н/д
жидком топливе	ед.	н/д	н/д	н/д	н/д
газообразном топливе	ед.	8	8	8	8,0
Количество котлов (энергоустановок) на конец отчетного года	ед.	728	728	723	723,0
Произведено тепловой энергии за год, всего, тыс. Гкал, в т. ч. Источниками мощностью:	тыс. Гкал	5 323,7	5 379,5	5 861,5	6 130,4
до 3 Гкал/ч	тыс. Гкал	270,3	270,3	270,3	282,7
от 3 до 20 Гкал/ч	тыс. Гкал	482	482	482	504,1
от 20 до 100 Гкал/ч	тыс. Гкал	130	130	130	136,0
свыше 100 Гкал/ч	тыс. Гкал	4 441,4	4 497,2	4 979,2	5 207,6
Получено тепловой энергии со стороны	тыс. Гкал	563,1	563,1	563,1	563,1
Отпущено тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	5 886,8	5 942,6	6 424,6	6 693,5
Отпущено тепловой энергии своим потребителям, всего, в т. ч.:	тыс. Гкал	5 466,3	5 522,1	6 004,1	6 273,0
населению	тыс. Гкал	1 942	1 942	1 942	1 942
бюджетно-финансируемым организациям	тыс. Гкал	388,1	388,1	388,1	388,1

1	2	3	4	5	6
предприятиям на производственные нужды	тыс. Гкал	3 001,5	3 057,3	3 539,3	3 808,2
прочим организациям	тыс. Гкал	134,7	134,7	134,7	134,7
Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	тыс. Гкал	420,5	420,5	420,5	420,5
Расход топлива на единицу тепловой энергии, по норме	кг у. т./Гкал	161,8	161,8	161,8	161,8
Расход топлива на единицу тепловой энергии, фактически	кг у. т./Гкал	160,3	160,3	160,3	160,3
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	288,5	288,5	288,5	288,5
из них на тепловых и паровых сетях	тыс. Гкал	284,4	284,4	284,4	284,4
Число аварий на источниках теплоснабжения	ед.	н/д	н/д	н/д	н/д
Число аварий на паровых и тепловых сетях	ед.	29	29	29	29
Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении	км	951,3	951,3	951,3	951,3
до 200 мм	км	760,2	760,2	760,2	760,2
от 200 до 400 мм	км	113,3	113,3	113,3	113,3
от 400 до 600 мм	км	49,3	49,3	49,3	49,3
свыше 600 мм	км	28,5	28,5	28,5	28,5
Из общей протяженности – сети, нуждающиеся в замене	км	277,3	272,9	267,42	239,7
из них ветхие	км	239,7	235,4	229,9	224,4
Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, всего	км	4,4	5,48	5,48	5,48
из них ветхие	км	4,3	5,48	5,48	5,48

29 июня 2016 года закончился договор аренды объектов теплоснабжения Прионежского и Пряжинского районов РК между ПАО «ТГК-1» и ГУП РК «Карелкоммунэнерго».

В состав арендуемых объектов входила 31 котельная. 30 июня 2016 года подписано концессионное соглашение до 31 декабря 2018 года с Правительством Республики Карелия и ГУП РК «Карелкоммунэнерго» о передаче ПАО «ТГК-1» прав владения и пользования объектами теплоснабжения, в состав которых вошли 23 котельные Прионежского и Пряжинского районов РК:

Прионежский район:

Котельная № 1 п. Ладва ПТУ;
Котельная № 2 п. Ладва школа;
Котельная с. Заозерье;
Котельная п. Вилга;
Котельная п. Вилга (военный городок);
Котельная д. Шелотозеро (центр);
Котельная п. Пай;
Котельная с. Рыбрека;
Котельная п. Педасельга;
Котельная с. Шокша;
Котельная п. Шелтозеро (школа);

Пряжинский район:

Котельная п. Чална;
Котельная с. Святозеро;
Котельная д. Падозеро;
Котельная п. Матросы;
Котельная № 1 п. Пряжа;
Котельная № 3 п. Пряжа;
Котельная № 1 с. Эссойла;
Котельная № 1 д. Крошнозеро;
Котельная № 2 д. Крошнозеро;
Котельная № 1 д. Ведлозеро;
Котельная № 2 д. Ведлозеро;
Котельная № 3 д. Ведлозеро (Рожнаволоок);
Котельная д. Савиново.

2.7. Структура и состав установленной мощности на территории Республики Карелия с выделением информации по вводам и демонтажам электроэнергетических объектов в 2018 году

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия на 31 декабря 2019 года составила 1 098,1 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии приведена в таблице 27 и на рисунке 9.

Таблица 27

Структура установленной мощности объектов генерации на территории Республики Карелия

(МВт)

Наименование	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6	7
Всего по территории, в т. ч.:	1 110,105	1 110,105	1 098,105	1 098,105	1 098,105	1 098,105
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	833,7	833,7	833,7	833,7	833,7	833,7
Петрозаводская ТЭЦ	280	280	280	280	280	280
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	180	180	180	180	180	180
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	84	84	84	84	84	84
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	63	63	63	63	63	63
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	48	48	48	48	48	48
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	40	40	40	40	40	40
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	30	30	30	30	30	30
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	27	27	27	27	27	27
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	25	25	25	25	25	25
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	18	18	18	18	18	18
Малые ГЭС	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия»	80	80	80	80	80	80
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	80	80	80	80	80	80
АО «Норд Гидро»	6,405	6,405	6,405	6,405	6,405	6,405
малая ГЭС Ляскеля	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
малая ГЭС Каллиооски	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975
малая ГЭС Рюмяоски	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Электростанции промышленных предприятий	190	190	178	178	178	178
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	22	22	22	22	22	22
ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК»	36	36	24	24	24	24
ТЭС-2 АО «Сегежский ЦБК»	24	24	24	24	24	24
ТЭС-1 АО «Кондопожский ЦБК»	48	48	48	48	48	48
ТЭС-2 АО «Кондопожский ЦБК»	60	60	60	60	60	60

В течение 2014 года установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия увеличилась на 0,975 МВт в связи с вводом в эксплуатацию малой ГЭС Каллиооски. Также в 2014 году произошло уточнение установленной мощности ТЭЦ ООО «РК-Гранд» с 24 МВт на 22 МВт.

В 2015 году ввод, вывод и реконструкция энергооборудования электростанций не производился, в связи с чем мощность осталось на прежнем уровне.

В апреле 2016 года установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия уменьшилась на 12 МВт в связи с выводом из эксплуатации турбоагрегата № 2 ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК».

Других вводов, реконструкций, перемаркировок, демонтажа, а также вывода в консервацию объектов генерации на территории Республики Карелия за рассматриваемый период не производилось. Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций приведен в таблице 28.

Кроме того, на территории Республики Карелия располагается Кумская ГЭС (ПАО «ТГК-1»), но входит в состав энергосистемы Мурманской области.

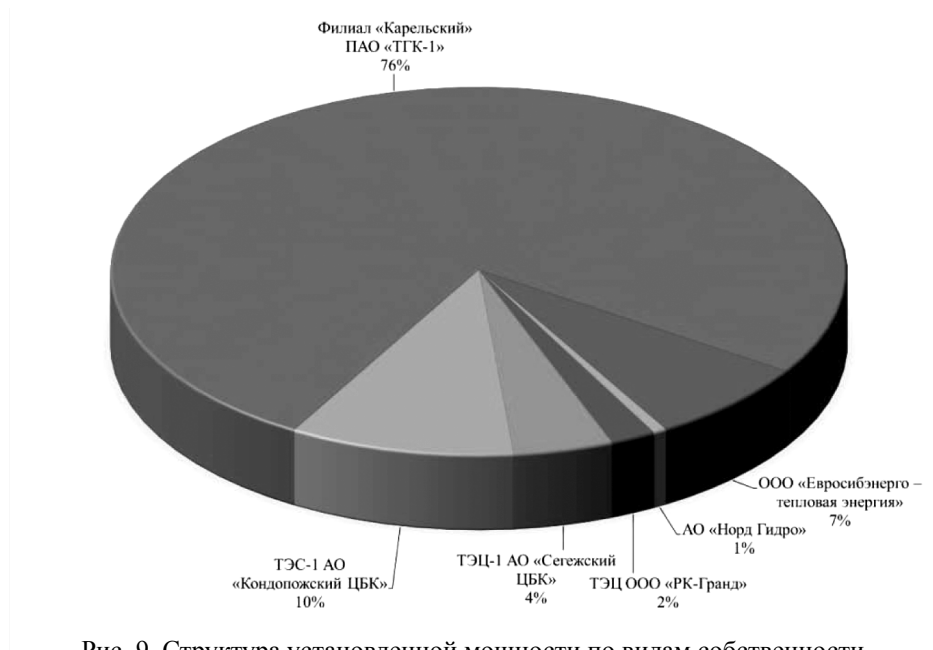


Рис. 9. Структура установленной мощности по видам собственности на 31 декабря 2019 года

Таблица 28

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31 декабря 2019 года

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»						
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	1	ПЛ 661-ВБ-500	1967		р. Кемь	
		ВГС 800/110-52	1967			28
	2	ПЛ 661-ВБ-500	1967			
		ВГС 800/110-52	1967			28
	3	ПЛ 661-ВБ-500	1967			
		ВГС 800/110-52	1967			28
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	1	ПЛ 15/661-В-650	1971		р. Кемь	
		ВГС 1040/80-80	1971			24
	2	ПЛ 15/661-В-650	1971			
		ВГС 1040/80-80	1971			24
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	1	ПЛ 30/800-В-500	1990		р. Кемь	
		СВ 911/106-44УХЛ4	1990			45
	2	ПЛ 30/800-В-500	1990			
		СВ 911/106-44УХЛ4	1990			45
	3	ПЛ 30/800-В-500	1990			
		ПЛ 30/800-В-500	1990			

1	2	3	4	5	6	7
		СВ 911/106-44УХЛ4	1990			45
	4	ПЛ 30/800-В-500	1991			
		СВ 911/106-44УХЛ4	1991			45
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	1	ПЛ 20/811-В-500	1980		р. Кемь, Калевальский район	
		ВГС 700/69-64	1980			9
	2	ПЛ 20/811-В-500	1980			
		ВГС 700/69-64	1980			9
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	1	ПЛ – Каплан	1953		р. Нижний Выг, пос. Сосновец	
		СВ 566/125-40	1953			21
	2	ПЛ – Каплан	1953			
		СВ 566/125-40	1953			21
	3	ПЛ – Каплан	1953			
		СВ 566/125-40	1953			21
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	1	ПЛ 661-ВБ-550	1961		р. Нижний Выг	
		ВГС 850/110-64	1961			20
	2	ПЛ 661-ВБ-550	1961			
		ВГС 850/110-64	1961			20
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	1	ПЛ 661-ВБ-550	1962		р. Нижний Выг	
		ВГС 850/70-88	1962			9
	2	ПЛ 661-ВБ-550	1963			
		ВГС 850/70-88	1963			9
	3	ПЛ 661-ВБ-550	1963			
		ВГС 850/70-88	1963			9
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	1	ПЛ 661-ВБ-550	1967		р. Нижний Выг	
		ВГС 850/70-88	1967			10
	2	ПЛ 661-ВБ-550	1967			
		ВГС 850/70-88	1967			10
	3	ПЛ 661-ВБ-550	1967			
		ВГС 850/70-88	1967			10
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	1	радиально-осевая	1947		р. Суна, г. Кондопога	
		GS 2808	1947			10,7
	2	радиально-осевая	1947			
		GS 2808	1947			10,7
	3	горизонтальная радиально-осевая со сдвоенным рабочим колесом	1951			
		G-227	1951			4,2
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	1	радиально-осевая	1954		р. Суна, пос. Гирвас	
		ВГС-525/84-40	1954			12,5
	2	радиально-осевая	1954			
		ВГС-525/84-40	1954			12,5
Питкякоски ГЭС (ГЭС-19)	1	радиально-осевая	1947		р. Киттен- Йоки, г. Соргавала	
		HSSAL-18/556L6	1947			1,26

1	2	3	4	5	6	7
Хямекоски ГЭС (ГЭС-21)	2, 4, 5	горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами	1916		р. Янисйоки, дер. Хямекоски	0,9 (гидроагрегат (далее – ГА) ГА-2 – 0,88) x 3
		G-185 (ASEA)	1916			
	3	PO 12-Г-105	2010			
		G-185 (ASEA)	1916			0,9
Харлу ГЭС (ГЭС-22)	1	вертикальная пропеллерная	1936		р. Янисйоки, пос. Харлу	1,5
		RSP-250/6012	1936			
	2	вертикальная пропеллерная	1952			1,5
		RSP-250/6012	1952			
Пиени-йоки ГЭС (ГЭС-24)	1	горизонтальная радиально-осевая, Фойт-335	1960		р. Тулемайоки, пос. Пиени-йоки	0,64
		FW 506/15-14	1960			
	2	горизонтальная радиально-осевая, Фойт-335	1964			0,64
		FW 506/15-14	1964			
Суури-йоки ГЭС (ГЭС-25)		горизонтальная радиально-осевая	1964		р. Тулемайоки, пос. Суури-йоки	0,64
		FW 506/15-14	1964			
		горизонтальная радиально-осевая	1964			0,64
		FW 506/15-14	1964			
Игнойла ГЭС (ГЭС-26)	1	поворотно-лопастная	1936		р. Шуя, Суоярвский район	2,7
		синхронный	1936			
Петрозаводская ТЭЦ	1	ПТ-60-130/13	1979	газ, мазут (рез.)	г. Петрозаводск	60
		БКЗ-420-140НГМ	1979			
	2	Т-110/120-130-3	1980			110
		БКЗ-420-140НГМ	1980			
	3	Т-110/120-130-4	1982			110
		БКЗ-420-140НГМ	1982			
ТЭС промышленных предприятий АО «Кондопожский ЦБК», АО «Сегежский ЦБК», ООО «РК-Гранд» (бывший ОАО «Целлюлозный завод «Питкяранта»)						
ТЭС-1 АО «Кондопожский ЦБК»	1	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6	2011	газ, мазут (рез.)	г. Кондопога	16
		Е-160-3,9-440ГМ	2011			
	2	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6	2011			16
		Е-160-3,9-440ГМ	2011			
	3	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6	2011			16
		Е-160-3,9-440ГМ	2011			
ТЭС-2 АО «Кондопожский ЦБК»	1	Е-100-3,9-440ГМ	2005	газ, мазут (рез.)	г. Кондопога	
	2	Е-100-3,9-440ГМ	2001			
	3	Е-100-3,9-440ГМ	2005			

1	2	3	4	5	6	7	
	4	Е-100-3,9-440ГМ	2006				
	5	Е-100-3,9-440ГМ	2000				
	1	ПТ-30-3,4-1	2002			30	
	2	ПТ-30-3,4-1	2002			30	
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	1	ГМ-50-1	1966	мазут	г. Питкяранта		
	2	ГМ-50-1	1966				
	3	ГМ-50-1	1967				
	4	ГМ-50-1	1967				
	5	СРК-315	1972	черный шелок, мазут			
	6	СРК-315	1972				
	7	ДКВР-10/13	1973				
	8	ДКВР-10/13	1973				
	1	ПР-10-35/10/2,5	1965				10
	2	Р-12-35/5	1965				12
ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК»	1	С-75-39	1974	древ. отходы, мазут	г. Сегежа		
	2	С-75-39	1972				
	3	С-75-39	1981				
	5	ЦКТИ-75-39	1989				
	7	БКЗ-ЕЕЕ-100-3,9	2008				
	1	Р-12-35/5М	1978				12
	3	ПР-6-35/15/5	1990				6
	4	ПР-6-35/15/5	1965				6
ТЭС-2 АО «Сегежский ЦБК»	2	СРК-725	2000	черный шелок	г. Сегежа		
	3	СРК-725	2008				
	4	СРК-625	2004				
	3	ПР-6-35/15/5	2000				6
	4	ПР-6-35/15/5	1970				6
	5	Р-12-35/5	1975				12
АО «Норд Гидро»							
МГЭС «Ляскеля»	1 – 6	СГ-800-16В2 УХЛЗ	2011		р. Янисйоки, п. Ляскеля	4,8	
	1 – 6	Пр30-Г-125	2011				
МГЭС «Рюмякоски»	1	ПЛ – Каплана	2013		р. Тохмайоки	0,63	
	1	GSH630M16	2013				
МГЭС «Каллиооски»	1	Kaplan S-Turbine S-18,0/SR6A	2014			0,975	
		GSH950M26	2014				
ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия»							
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	1	ПЛ 577-ВБ-370	1956		р. Онда, Каменный Бор	20	
		ВГС 700/80-40	1956				
	2	ПЛ 577-ВБ-370	1956			20	
		ВГС 700/80-40	1956				
	3	ПЛ 577-ВБ-370	1956			20	
		ВГС 700/80-40	1956				
	4	ПЛ 577-ВБ-370	1956			20	
		ВГС 700/80-40	1956				

На территории Республики Карелия кроме вышеперечисленных электростанций в населенных пунктах, не охваченных централизованным электроснабжением, работают дизель-генераторные установки АО «ПСК». На 1 января 2019 года на территориях Сеgezского, Муезерского, Кондопожского и Калевальского муниципальных районов в эксплуатации находятся 18 дизель-генераторных установок общей мощностью 3,2 МВ·А.

2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электроэнергии Республики Карелия в 2019 году составило 4 931,5 млн. кВт·ч – на 1,3% меньше, чем в 2018 году, и 106,5% от производства 2014 года. Основное повышение по выработке электрической энергии по отношению к 2014 году дает филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1». Динамика и структура производства электроэнергии в 2014 – 2019 годах представлены в таблице 29 и на рисунке 10.

Таблица 29

Структура выработки электроэнергии в Республике Карелия по типам электростанций и видам собственности

(млн. кВт·ч)

Наименование	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6	7
В с е г о по Республике Карелия	4 631,8	4 946,8	4 857	5 264,6	4 997,3	4 931,5
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	3 528,0	3 860,5	3 701,5	4 051,37	3 716,1	3 697,8
Петрозаводская ТЭЦ	1 162,5	1 080,0	1 158,3	1 110,0	1 227,1	1 251,4
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	550,2	720,1	512,4	701,28	522,2	542,7
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	453,3	533,4	403,5	507,13	404,2	431,1
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	307,5	354,1	400,1	437,23	386,5	362,0
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	239,1	273,7	211,8	252,57	219,6	218,0
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	240,6	205,5	244,0	216,84	253,9	237,9
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	98,0	169,4	184,4	191,32	194,7	181,4
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	143,5	141,9	163,5	164,39	143,7	136,0
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	100,2	112,0	136,4	149,32	114,6	103,1
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	92,6	107,9	124,5	142,82	112,4	96,2
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	80,8	100,4	74,8	93,71	75,0	75,5
Питкякоски ГЭС (ГЭС-19)	2,7	2,8	7,0	3,23	3,8	6,1
Хямекоски ГЭС (ГЭС-21)	16,6	19,3	26,9	25,77	17,5	20,2
Харлу ГЭС (ГЭС-22)	15,2	11,9	20,9	22,45	15,7	13,2
Пиени-йоки ГЭС (ГЭС-24)	3,3	4,8	7,1	6,28	5,7	3,9
Суури-йоки ГЭС (ГЭС-25)	5,5	5,4	7,9	7,43	6,0	5,7
Игнойла ГЭС (ГЭС-26)	16,4	17,9	18,0	19,60	13,6	13,6
ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия»	315,8	297,4	395,6	418,9	431,6	350,6
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	315,8	297,4	395,6	418,9	431,6	350,6
АО «Норд Гидро»	22,7	25,7	37,8	35,63	25,8	25,2
Малая ГЭС Ляскеля	20,5	19,6	28,8	26,96	19,1	17,6
Малая ГЭС Каллиокоски	0,2	3,7	5,4	5,08	3,8	3,5
Малая ГЭС Рюмякоски	2,0	2,4	3,6	3,59	2,9	4,1
Электростанции промышленных предприятий	765,3	763,2	722,1	758,8	823,7	857,9

1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	37,5	44,6	48,3	54,3	56,2	55,5
ТЭЦ-1 и ТЭС-2 АО «Сегежский ЦБК»	177,0	169,4	162,8	184,8	181,6	197,8
ТЭС-1 АО «Кондопожский ЦБК»	189,2	170,9	189,5	168,8	168,3	604,6
ТЭС-2 АО «Кондопожский ЦБК»	361,6	378,3	321,5	350,9	417,5	

Основным источником генерации электрической энергии являются ГЭС. По данным генерирующих компаний в 2019 году объем выработки электрической энергии ГЭС составил 2 822,3 млн. кВт·ч, или 57,2% от общей выработки по региону. Выработка электрической энергии электростанций промышленных предприятий осуществляется для собственных нужд и составляет 17,4% от выработки.

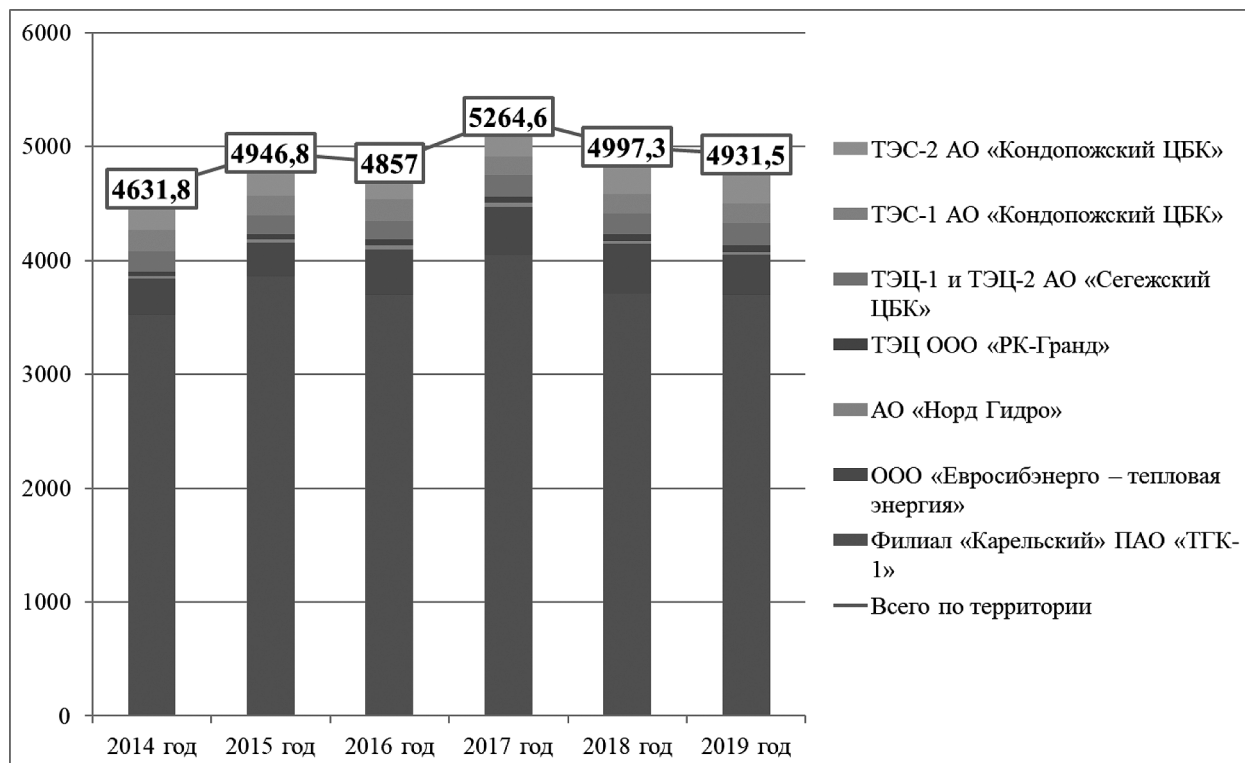


Рис. 10. Структура выработки электроэнергии Республики Карелия по видам собственности, млн. кВт·ч за 2014 – 2019 годы

Основные генерирующие мощности – Каскады Кемских и Выгских ГЭС, Ондская ГЭС (ГЭС-4) ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия», ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК» расположены в северной части энергосистемы. В южной и западной части Карелии расположены Петрозаводская ТЭЦ, станции каскада Сунских ГЭС, ТЭС-1 и ТЭС-2 АО «Кондопожский ЦБК», ТЭЦ ООО «РК-Гранд», а также малые ГЭС.

Необходимо отметить, что выработка Петрозаводской ТЭЦ из года в год практически не изменяется, выработка электроэнергии на ТЭЦ промышленных предприятий связана с режимом работы самих производств. Выработка электроэнергии собственных ГЭС неравномерна и напрямую зависит от гидрологической обстановки, которая носит циклический характер. Так, в 2014 году выработка ГЭС составила 2 703,8 млн. кВт·ч. В 2015 и 2016 годах выработка ГЭС увеличилась и составила 3 103,6 млн. кВт·ч и 2 976,6 млн. кВт·ч соответственно. 2017 год был многоводным, выработка ГЭС составила 3 395,9 млн. кВт·ч. В 2018 и 2019 годах выработка ГЭС снизилась и составила 2 946,5 млн. кВт·ч и 2 822,3 млн. кВт·ч соответственно.

Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Баланс электроэнергии по Республике Карелия за период 2014 – 2019 годов представлен в таблице 30.

Таблица 30

Баланс электроэнергии Республики Карелия

(млн. кВт·ч)

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление электроэнергии	7 689,8	7 716,8	7 918,4	7 935,1	7 931,9	7 846,5
Выработка электроэнергии, в т. ч.:	4 631,8	4 946,8	4 856,9	5 264,6	4 997,3	4 931,5
ТЭС	1 162,5	1 080,0	1 158,3	1 110,0	1 227,1	1 251,4
ГЭС	2 703,8	3 103,6	2 976,6	3 395,9	2 946,5	2 822,3
Электростанции промышленных предприятий	765,5	763,2	721,9	758,8	823,7	857,9
Сальдо-переток	3 058,0	2 770,0	3 061,5	2 670,4	2 934,6	2 915,0

Энергосистема Республики Карелия является дефицитной. В 2019 году общее потребление по территории республики составило 7 846,5 млн. кВт·ч, при этом электростанции, расположенные на территории Республики Карелия выработали 4 931,5 млн. кВт·ч, т. е. 62,8% от величины потребления. Объем сальдо-перетока составил 2 915,0 млн. кВт·ч. По отношению к 2018 году величина сальдо-перетока уменьшилась на 19,6 млн. кВт·ч и составила 37,2% от потребления электроэнергии региона. В 2014 году сальдо-переток составлял 39,8% от фактического потребления Республики Карелия. Баланс электрической энергии по большей части обеспечивается за счет выработки электростанций энергосистемы. Дефицит электроэнергии покрывается за счет получения электроэнергии из смежных энергосистем (в основном из энергосистемы Мурманской области и энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области).

Укрупненный баланс электроэнергии по территории Республики Карелия за период 2014 – 2019 годов приведен ниже в таблице 31 и на рисунке 11.

Таблица 31

Укрупненный баланс электроэнергии Республики Карелия

(млн. кВт·ч)

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление электроэнергии	7 689,8	7 716,8	7 918,4	7 935,1	7 931,9	7 846,5
удельный вес, %	100	100	100	100	100	100
Выработка электроэнергии	4 631,8	4 946,8	4 856,9	5 264,6	4 997,3	4 931,5
удельный вес, %	60,2	64,1	61,3	66,3	63,0	62,8
Сальдо-переток	3 058,0	2 770,0	3 061,5	2 670,4	2 934,6	2 915,0
удельный вес, %	39,8	35,9	38,7	33,7	37,0	37,2

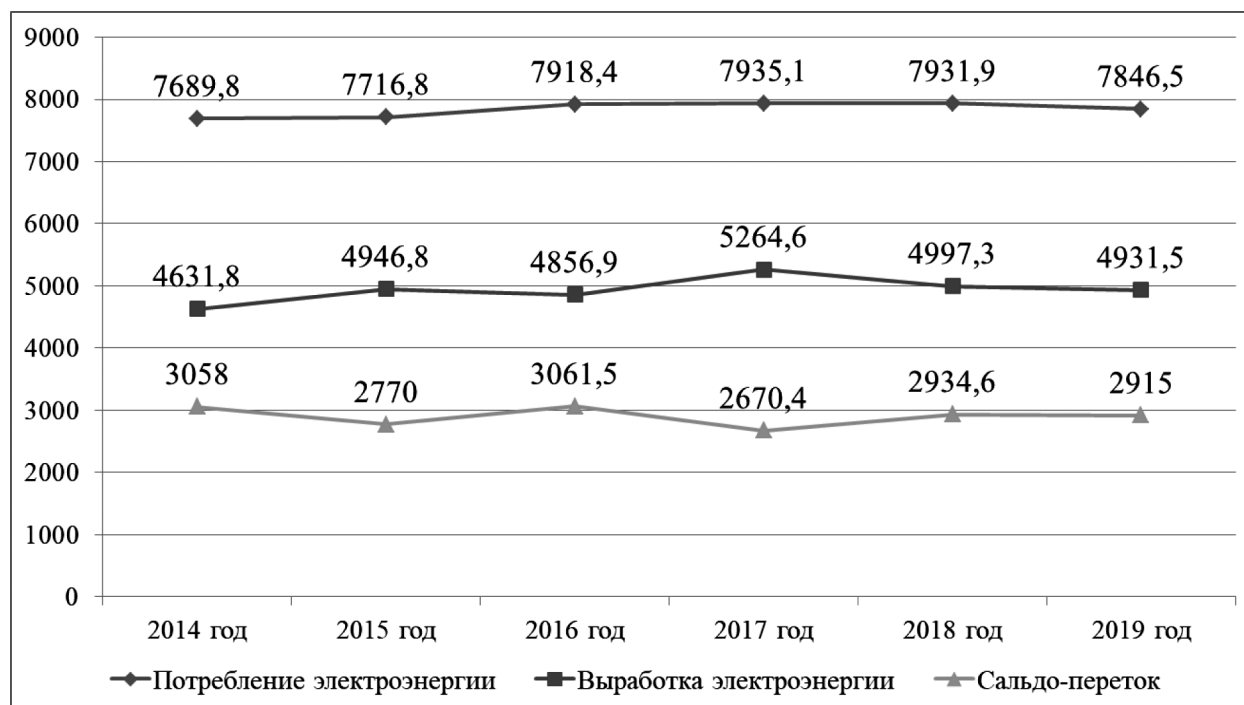


Рис. 11. Баланс электроэнергии Республики Карелия в 2014 – 2019 годах, млн. кВт·ч

Динамика мощности на час собственного максимума потребления по территории энергосистемы Республики Карелия в 2014 – 2019 годах представлена в таблице 32.

Таблица 32

Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Республики Карелия в 2014 – 2019 годах

(МВт)

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Дата, час максимума потребления, температура наружного воздуха	28.01.14, 21.00, $t_{нв} = -22,9 \text{ } ^\circ\text{C}$	22.01.15, 19.00, $t_{нв} = -18,1 \text{ } ^\circ\text{C}$	16.01.16, 18.00, $t_{нв} = -25,3 \text{ } ^\circ\text{C}$	06.01.2017, 18.00, $t_{нв} = -27,8 \text{ } ^\circ\text{C}$	27.02.2018, 19.00, $t_{нв} = -20,9 \text{ } ^\circ\text{C}$	25.01.2019, 10.00, $t_{нв} = -21,7 \text{ } ^\circ\text{C}$
Установленная мощность	1 111,1	1 110,1	1 110,1	1 098,1	1 098,1	1 098
Располагаемая мощность	693,3	618,5	732,0	681,7	739,11	671
Снижение мощности из-за вывода оборудования в ремонт	1,0	4,0	8,0	0,0	0	0
Рабочая мощность	692,3	614,5	724,0	681,7	739,11	671
Фактическая генерация	682,6	560,6	720,8	634,6	695,2	636
Резерв	9,7	53,9	3,2	47,1	43,9	35
Максимум потребления	1 192,4	1 194,7	1 224,0	1 181,1	1 174,0	1 204
Сальдо-переток	509,8	634,1	503,2	546,5	478,8	568

За рассматриваемый период 2014 – 2019 годов энергосистема Республики Карелия является дефицитной по активной мощности и электроэнергии, ограничение по мощности во время прохождения зимнего максимума потребления покрывается за счет перетоков от сетей ПАО «ФСК ЕЭС» из смежных энергосистем Ленинградской и Мурманской области. При прохождении максимума потребления недостаток располагаемой мощности на территории Республики Карелия не приводит к вводу ограничения потребителей, так как имеющиеся межсистемные связи позволяют осуществлять сальдо-переток.

2.9. Динамика показателей энергоэффективности и электроэффективности

Уровень социально-экономического развития и состояния энергетической эффективности характеризуются большим числом показателей, однако в качестве ключевых можно выделить электроемкость ВРП и энергоемкость ВРП. Выбор энергоемкости ВРП в качестве основного показателя, характеризующего степень энергоэффективности экономики региона, очевиден – именно данный показатель комплексно отражает эффективность потребления всех видов топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР), а также используется как основной показатель при определении целей государственной политики в этой области. Выбор показателя электроемкости ВРП обусловлен тем, что он характеризует потребление электроэнергии в расчете на каждую единицу ВРП. Показатель в большей степени зависит от деятельности конкретных предприятий, чем от изменений, происходящих во внешней среде их функционирования. Поэтому снижение электроемкости промышленного производства является важнейшей задачей менеджеров различного уровня.

Показатель энергоемкости определяется как отношение объема валового потребления ТЭР к объему валового регионального продукта и рассчитывается по следующей формуле:

$$\Theta = \frac{\text{ТЭР}}{\text{ВРП}}, \text{ где:}$$

ТЭР – объем валового потребления ТЭР, тыс. т у. т.,

ВРП – объем валового регионального продукта, миллионов рублей в сопоставимых ценах.

Показатель электроемкости ВРП определяется как отношение потребления электроэнергии к объему валового регионального продукта и рассчитывается по следующей формуле:

$$\Theta = \frac{\text{ЭЭ}}{\text{ВРП}}, \text{ где:}$$

ЭЭ – потребление электроэнергии, млн. кВт·ч.

Основные показатели энергоэффективности² Республики Карелия в 2014 – 2018 годах приведены в таблице 33.

Таблица 33

Основные показатели энергоэффективности Республики Карелия в 2014 – 2018 годах

Наименование	Единица измерения	Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
ВРП	млн. рублей	189 200	198 200	200 182	–	–
Потребление ТЭР	тыс. т у. т.	3 097,1	3 153,16	3 859,51	–	–
Объем потребления электроэнергии	млн. кВт·ч	7 689,8	7 716,8	7 918,4	7 935,1	7 931,9
Энергоемкость ВРП	кг у. т./тыс. рублей	16,37	15,91	19,28	–	–
Электроемкость ВРП	кВт·ч/тыс. рублей	40,64	38,93	39,80	–	–
Потреблено населением	млн. кВт·ч	602,43	606,48	691,9	636,3	–
Потреблено электроэнергии на душу населения	кВт·ч/чел	949,61	958,86	1 098,43	1 022,19	–
Электровооруженность труда работников добывающих, обрабатывающих производств, производства и распределения электроэнергии, газа и воды	кВт·ч	146 439	158 802	166 257	–	–

2.10. Характеристики электросетевого хозяйства

В энергосистеме Республики Карелия в электрической сети основной является шкала напряжений 330/220/110/35 кВ.

² Определяются на основании данных Росстата. За 2018 год на момент разработки данных нет.

Энергосистема области охватывает территорию Республики Карелия и входит в Объединенную энергосистему Северо-Запада (ОЭС Северо-Запада). Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики в энергосистеме Республики Карелия осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ.

Общая протяженность электрических сетей, проходящих по территории Республики Карелия, составляет 7 488,47 км. В энергосистеме Республики Карелия функционирует пять ПС 330 кВ, 17 ПС 220 кВ, 93 ПС 110 кВ и 109 ПС 35 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов напряжением 35 – 330 кВ на ПС и ЭС составляет 9 798,06 МВ·А.

В таблице 34 содержится информация о протяженности ВЛ и мощности трансформаторов напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Карелия на 31 декабря 2018 года.

Таблица 34

**Протяженность ЛЭП и мощность трансформаторов напряжением 35 кВ и выше
в энергосистеме Республики Карелия на 31 декабря 2018 года**

Класс напряжения	Протяженность, км
ВЛ 330 кВ	903,31
КЛ 330 кВ	–
ВЛ 220 кВ	1 137,18
КЛ 220кВ	–
ВЛ 110 кВ	2 903,99
КЛ 110 кВ	–
В т. ч. потребительские 110 кВ	–
ВЛ 35 кВ	2 445,45
КВЛ 35 кВ	98,54
Итого 35 – 330 кВ	7 488,47
Класс напряжения подстанции	Мощность ПС, МВ·А
ПС 330 кВ	2 425 (5 шт.)*
ПС 220 кВ	2 593,5 (17 шт.)**
ПС 110 кВ	4 116,6 (82 шт.)
ПС 35 кВ	662,96 (109 шт.)
Всего	9 798,06

* Включая две электростанции суммарной мощностью 1 455 МВ·А.

** Включая две электростанции суммарной мощностью 314 МВ·А.

В энергосистеме Республики Карелия основными сетевыми компаниями являются:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское МПЭС;
Карельский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»;
АО «ОРЭС – Петрозаводск»;
АО «ПСК»;
ОАО «РЖД».

Общая протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исчислении), количество и установленная мощность ПС напряжением 35 – 110 кВ, находящихся на балансе Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», по состоянию на 31 декабря 2018 года представлены в таблице 35.

Таблица 35

**ПС и ВЛ 35 – 110 кВ энергосистемы Республики Карелия,
находящиеся на балансе Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»**

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км	Количество ПС, шт.	Трансформаторная мощность силовых трансформаторов, МВ·А
1	2	3	4	5
1.	110	2 574,4	55	1 269,1

1	2	3	4	5
2.	35	2 103,8	97	562,6
3.	0,4 – 10	7 505,1	–	
Итого		12 183,3	152	1 831,7

Общая протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исчислении), количество и установленная мощность ПС напряжением 35 – 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС, по классам напряжения по состоянию на 31 декабря 2018 года представлены в таблице 36.

Таблица 36

ПС и ВЛ 35 – 330 кВ энергосистемы Республики Карелия, находящиеся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС

Класс напряжения, кВ	Протяженность, км	Количество ПС, шт.	Трансформаторная мощность силовых трансформаторов, МВ·А
330	903,31	3	970
220	1 106,125	6	961,5
110	6,2		
35	105,8	1	12,6
0,4 – 20	0,5		
Итого	2 121,935	10	1 944,1

Как видно, эксплуатацию подавляющего большинства распределительных сетей 35 – 110 кВ осуществляет Карельский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада». Карельский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» включает в себя 3 производственных отделения (далее – ПО):

ПО Северные электрические сети (далее – СЭС) обслуживает следующие административные районы: Лоухский, Кемский, Калевальский, Беломорский, Сегежский, Муезерский;

ПО Южно-Карельские электрические сети (далее – ЮКЭС) обслуживает следующие административные районы: Медвежьегорский, Пудожский, Олонецкий, Прионежский, Пряжинский, Кондопожский и Петрозаводский городской округ;

ПО Западно-Карельские электрические сети (далее – ЗКЭС) обслуживает следующие административные районы: Лахденпохский, Питкярантский, Суоярвский, Сортавальский, частично Муезерский.

Часть ПС 35 – 110 кВ, расположенных в городе Петрозаводске, находится на балансе и обслуживается следующими организациями: АО «ОРЭС – Петрозаводск» – ПС 110 кВ ОТЗ - 2 (ПС-68), ПС 35 кВ ПЛМК Соломенное (ПС-51П); АО «ПСК» – ПС 110 кВ Онего (ПС-71), ПС 35 кВ ОТЗ (Охта Групп) (ПС-19п).

ЛЭП и ПС напряжением 35 кВ и выше, эксплуатирующиеся на территории Республики Карелия, приведены в приложении 1, 2.

2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы

Основные внешние электрические связи Республики Карелия:

1. С энергосистемой Мурманской области:

ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 1;

ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 2;

ВЛ 110 кВ Пояконда – Полярный круг (Л-87).

2. С энергосистемой г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области:

ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск;

ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка;

ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129);

ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олоонец (Л-170);

ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188);

ВЛ 35 кВ Липпола – Кузнечная.

3. С энергосистемой Вологодской области

ВЛ 110 кВ Каршево – Андома (Л-141).

4. С энергосистемой Архангельской области

ВЛ 110 кВ Малошуйка-тяговая – Нюхча (Л-Малошуйка).

2.12. Структура топливного баланса электростанций и котельных в 2018 году

Топливный баланс представляет собой таблицу, в которой в едином топливном эквиваленте (в тоннах условного топлива) отражены взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок, распределения и использования конечными потребителями основных видов энергетических ресурсов.

В Республике Карелия баланс формируется следующими основными группами энергоресурсов:

1. Уголь и продукты его переработки – кокс металлургический, орешек коксовый, мелочь коксовая, а также коксовый и другие отходящие газы металлургических процессов (в балансе эти энергоресурсы объединены в группу «Уголь»).

2. Нефть сырая и газовый конденсат («Нефть»).

3. Различные продукты переработки нефти – бензины, керосины, дизельные топлива, мазуты, углеводородные газы, в том числе сжиженные, парафины нефтяные, нефтебитумы и пр. («Нефтепродукты»).

4. Природный газ, включая попутный нефтяной газ («Природный газ»).

5. Прочие виды горючих энергоресурсов, в том числе возобновляемые – торф и торфобрикеты, древесина топливная, древесные топливные гранулы (пеллеты), отходы деревообрабатывающего производства, твердые бытовые отходы и т. п. («Прочие виды топлива»).

6. Энергия потока водных масс и энергия солнца, ветра и др., преобразуемая на электростанциях в электрическую и (или) тепловую энергию («ГЭС и ВЭИ»).

7. Электрическая энергия.

8. Тепловая энергия.

Потребление топлива электростанциями и котельными за 2018 год приведено в таблице 37.

Таблица 37

Потребление топлива электростанциями и котельными в 2018 году

Показатель	Всего, тыс. т у. т., 2018 г.	В том числе, тыс. т у. т.			
		газ	уголь	нефтетопливо (мазут)	прочее топливо
Годовой расход топлива, в том числе:	1 984,00	1 154,00	57,60	312,70	459,70
Петрозаводская ТЭЦ (ПАО «ТГК-1»)	542,76	542,70		0,05	
АО «Карельский окатыш»	71,54			71,54	
АО «Кондопожский ЦБК»	509,57	458,61		50,96	
АО «Сегежский ЦБК»	287,18			66,91	220,27
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	45,22			45,22	
Котельные	527,74	152,69	57,60	78,02	239,43

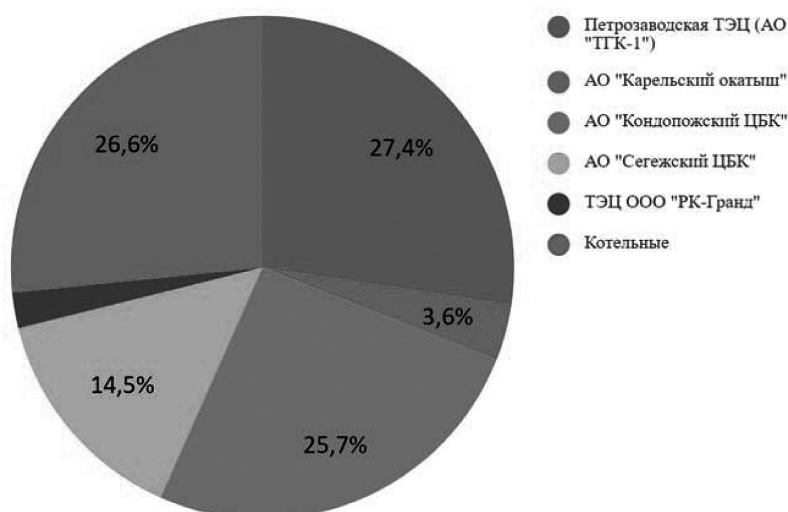


Рис. 12. Потребление топлива объектами энергетики за 2018 год, %

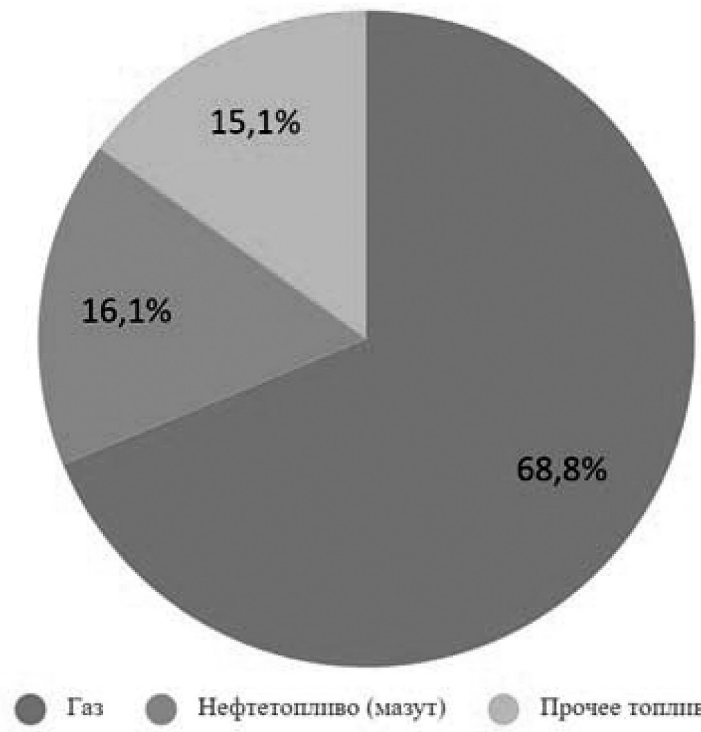


Рис. 13. Структура потребления топлива электростанциями за 2018 год, %

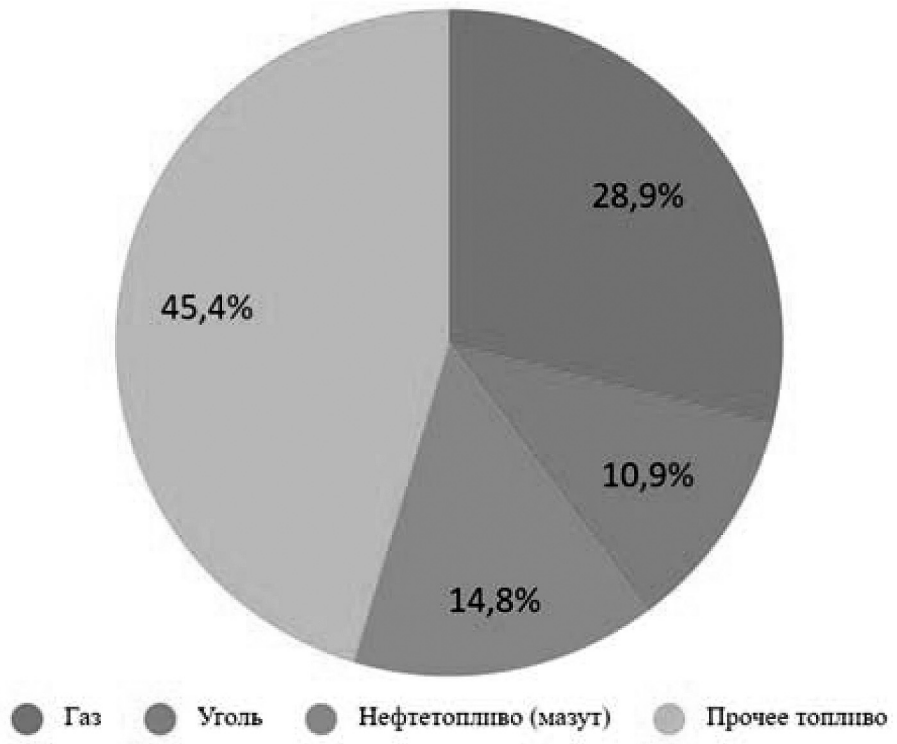


Рис. 14. Структура потребления топлива котельными за 2018 год, %

Сводный баланс разработан на основании данных статистических бюллетеней за 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 годы, предоставленных территориальным органом ФСГС по Республике Карелия (ТО ФСГС по РК «Карелиястат»), и представлен в таблице 38.

Таблица 38

Сводный топливный баланс электростанций и котельных по Республике Карелия

Показатель	Год	Природный газ	Уголь	Нефтепродукты	Прочие виды твердого топлива	Топливо всего, тыс. т у. т.
Производство электрической энергии	2014	457		28,9	18	503,9
	2015	439,9		21,6	19,1	480,6
	2016	380,7		19,4	19,7	419,8
	2017	456,7	0	21,3	21,2	499,2
	2018	455	0	26	26,5	507,5
Производство тепловой энергии	2014	568,6	72,6	310,6	329,4	1 281,2
	2015	996,6	65,5	299,7	370,4	1 732,2
	2016	1 085,5	103,4	318,8	458,5	1 966,2
	2017	1 071,9	59,4	274,8	373,9	1 780
	2018	699	57,6	286,7	433,2	1 476,5

3. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

Энергоузлы (энергорайоны) на территории энергосистемы Республики Карелия, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений (далее – узкие места):

- 1) энергосистема Республики Карелия (одноцепной участок транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС (ГЭС-9) – Ондская ГЭС (ГЭС-4);
- 2) Петрозаводский энергоузел.

Одноцепный участок транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС (ГЭС-9) – Ондская ГЭС (ГЭС-4)

Энергосистема Республики Карелия характеризуется преобладанием промышленной нагрузки (порядка 58 – 70% от общего потребления), численность населения Республики Карелия составляет 618 056 человек.

По территории Республики Карелия проходит межсистемный транзит 220 – 330 кВ, соединяющий энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия и г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, протяженностью 709,5 км (в границах Республики Карелия). При этом участок от ПС 330 кВ Лоухи до Ондской ГЭС (ГЭС-4) (283 км) является одноцепным. Энергосистема Республики Карелия является дефицитной. Покрытие дефицита мощности (40 – 50% от суммарного потребления энергосистемы) при нормальной схеме транзита 330 кВ производится от энергосистемы Мурманской области по ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 1, ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 2, ВЛ 110 кВ Пояконда – Полярный круг (Л-87) и от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области по ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск, ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка, ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129), ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188).

Повышенная вероятность выхода параметров режима работы энергосистемы из области допустимых значений связана с разрывом вышеуказанного одноцепного участка транзита 330 кВ, проходящего по территории энергорайона Северной Карелии, в периоды низкой суммарной располагаемой мощности каскадов Кемских, Выгских и Сунских ГЭС (периоды нагрузок ниже средней многолетней водности).

Наиболее тяжелые схемно-режимные или режимно-балансовые ситуации, в которых при расчетных условиях возможно недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима, связаны с периодами прохождения летнего режима максимальных нагрузок при нормативном возмущении

с отключением ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск в единичной ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 (или наоборот, отключение ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск).

В двойной ремонтной схеме с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 и ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск токовая загрузка ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка в исходной схеме может превышать ДДТН. При этом в данной схеме в зависимости от схемно-балансовых условий в сетях Филиала ПАО «Ленэнерго» «Выборгские электрические сети» и режима работы ВПТ ПС 400 кВ Выборгская энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области возможны режимы с первоочередной загрузкой сверх допустимых значений транзита 110 кВ ПС 110 кВ Кузнечная (ПС-57) – ПС 220 кВ Соргавальская (далее – Кузнечный транзит), деление сети по которому приведет к еще большей нагрузке ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка и необходимости ввода ГВО в большем объеме, по причине невозможности восстановления электроснабжения потребителей, отключенных действием ПА на ОН (от АОПО ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка) в энергосистеме Республики Карелия.

В вышеуказанном послеаварийном режиме (двойной ремонтной схеме) ввести параметры электроэнергетического режима в область допустимых значений в режимах ограниченных водных ресурсов не представляется возможным без ввода графиков временного отключения потребления (далее – ГВО).

Для исключения ввода ГВО в рассматриваемой двойной ремонтной схеме с отключенными ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 и ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в качестве технических решений необходима реализация мероприятий по усилению электрической сети или сооружению новых объектов генерации в энергосистеме Республики Карелия.

Мероприятия для исключения участка транзита из перечня узких мест:

для исключения рисков возникновения вышеуказанных послеаварийных режимов реализуется проект строительства второй (параллельной) цепи транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – РП 330 кВ Борей (Путкинский) – РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский). Завершающая стадия реализации данного проекта предусмотрена инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы, проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы. Окончание реализации проекта в полном объеме в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы – 2022 год.

В качестве альтернативных решений являются мероприятия:

– по замене ТТ и ВЧ-заградителей номиналом 600 А на ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка со стороны ПС 220 кВ Древянка на номинал 1000 А, а также участка провода линии длиной порядка 410 м от опоры 1 до ОРУ 220 кВ Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) (оп. № 1а-1б-1в-1г-1д), выполненный проводом АСУ-240/56.

В инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы предусмотрены мероприятия по реконструкции ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Древянка по титулу «Техническое перевооружение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Древянка (в части изменения схемы ОРУ и замены 5 выключателей 220 кВ)» (ИП Н 3330576), в рамках которого будет произведена замена ВЧЗ и ТТ со сроком окончания в 2022 году;

– по строительству МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и «Белопорожская ГЭС-2» в рамках реализации утвержденных ТУ на ТП. Согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы, срок реализации строительства МГЭС – 2020 год.

Петрозаводский энергоузел

Петрозаводский энергоузел характеризуется преобладанием бытовой и мелкомоторной нагрузки (порядка 70% от общего потребления), численность населения составляет около 373 тыс. человек (население Петрозаводского городского округа и Прионежского, Пряжинского, Кондопожского, Олонецкого муниципальных районов).

Генерация представлена Петрозаводской ТЭЦ (установленная мощность 280 МВт), Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) (25,6 МВт), Пальезерской ГЭС (ГЭС-2) (25 МВт). Внешнее электроснабжение Петрозаводского энергоузла осуществляется по сети 220 кВ от ПС 220 кВ Древянка и трем транзитам 110 кВ (точки раздела проходят по ВЛ 110 кВ Суоярви – Найстенъярви (Л-133), ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) и ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1). Шины 220 кВ ПС 220 кВ Древянка, являющейся единственным опорным узлом энергоузла, представляют собой одиночную несекционированную систему шин, что значительно снижает надежность схемы внешнего электроснабжения города при их выводе в ремонт или аварийном отключении.

В настоящее время максимум потребления Петрозаводского энергоузла составляет в осенне-зимний период 280 – 324 МВт, летний – 160 – 209 МВт (потребление района с учетом СН Петрозаводской ТЭЦ).

В осенне-зимний период для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима (обеспечение неперевышения значений АДТН связи 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) – ПС 220 кВ Древянка (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1/Л-188/Л-187/Л-186/Л-185/Л-184) (далее – Ольховецкий транзит), ДДТН = 300 А, АДТН = 360 А) в послеаварийной схеме при отключении одиночной несекционированной системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Древянка необходимо вводить ограничение на минимальную фактическую нагрузку Петрозаводской ТЭЦ (величина зависит от балансовых условий Петрозаводского энергоузла: потребления, генерации Кондопожской ГЭС (ГЭС 1) и Пальеозерской ГЭС (ГЭС-2), транзитного перетока по сети 220 – 330 кВ).

В вышеописанных режимах в ПАР несекционированной системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Древянка отключение связи 110 кВ Ольховецкого транзита действием АОПО недопустимо, т.к. приводит к перегрузке оставшихся транзитов 110 кВ от ПС 220 кВ Суоярви до Петрозаводской ТЭЦ (Ведлозерского и Сунского транзита, являющихся внешними связями Петрозаводского энергоузла) сверх АДТН.

В летний период в связи с ремонтными работами на Петрозаводской ТЭЦ и полным остановом станции на профилактический ремонт основным источником электроснабжения является ПС 220 кВ Древянка. В данном режиме при дефиците Петрозаводского энергоузла более 135 МВт и аварийном отключении сш 220 кВ ПС 220 кВ Древянка происходит снижение напряжения на подстанциях 110 кВ Петрозаводского энергоузла ниже аварийно допустимых уровней, а при дефиците свыше 155 МВт – ниже критического напряжения. Без действия автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на отключение нагрузки ввести параметры электроэнергетического режима в допустимую область не представляется возможным (располагаемый объем АОСН для летних режимов составляет порядка 80 МВт).

Мероприятия для исключения Петрозаводского энергоузла из перечня «узких» мест:

для исключения рисков возникновения вышеуказанных послеаварийных режимов требуется реализация проекта реконструкции ПС 220 кВ Древянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ. Реализации данного проекта предусмотрена инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы. Год окончания реализации инвестиционного проекта – 2022 год.

В качестве временного решения, исключающего каскадное развитие аварии в Петрозаводском энергоузле при прохождении летних нагрузок и при наложении аварийного отключения несекционированной СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древянка на период полного останова Петрозаводской ТЭЦ, до реконструкции ПС 220 кВ Древянка являются мероприятия по:

1) замене ограничивающего пропускную способность оборудования транзита 110 кВ ПС 220 кВ Древянка – Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12): замена существующих ТТ и ВЧЗ с номинальным первичным током 300 А на больший номинал на Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) с последующей корректировкой установок АОПО на объектах Ольховецкого транзита (ПС 220 кВ Древянка и Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12));

2) модернизации АОПО ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1) на Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) с реализацией каналов УПАСК до ПС 220 кВ Древянка для передачи УВ на ОН в Петрозаводский энергоузел или АОПО ВЛ 110 кВ Древянка – Станкозавод (Л-184) на ПС 220 кВ Древянка с УВ на ОН на устройство, соответствующее требованиям ГОСТ Р 55105-2012 «Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем» и Стандарта СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;

3) установке САОН на ПС 220 кВ Древянка с контролем состояния сети (связи шины 220 кВ – шины 110 кВ ПС 220 кВ Древянка) для реализации управляющих воздействий на ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1) Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) или от АОПО ВЛ 110 кВ Древянка – Станкозавод (Л-184) ПС 220 кВ Древянка. Контроль состояния связи шины 220 кВ – шины 110 кВ ПС 220 кВ Древянка перед реализацией УВ на ОН от АОПО необходимо для исключения избыточного отключения потребительской нагрузки действием АОПО при перегрузке связи 110 кВ Ольховецкого транзита транзитным перетоком в ремонтных схемах с отключенной только лишь ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка, в которых необходимо производить ДС на указанном транзите 110 кВ по условиям пропускной способности шунтирующей сети 110 кВ (обеспечение параллельной работы энергосистем Мурманской области и Республики Карелия и энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области по линиям только лишь системообразующей сети 330 кВ);

4) реализации через схему САОН на ПС 220 кВ Древянка с контролем состояния сети также функции АПНУ для обеспечения поднятия напряжения в распределительной сети района выше критического напряжения в узлах нагрузки, соответствующего границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки, для обеспечения последующей эффективной работы устройств АОСН. Данная автоматика актуальна в схемах аварийной потерей всей генерации станции с сохранением собственных нужд для обеспечения последующего ее разворота;

5) установка АОПО на Петрозаводской ТЭЦ на ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) и ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118) с действием на ОН в Петрозаводском энергоузле;

6) замыкание транзита 110 кВ ПС 220 кВ Лодейнопольская – ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) (далее – «Олонецкий транзит 110 кВ»), деление по нормальной схеме на котором в существующей схеме выполнено на ВС 110 ПС 110 кВ Олонец (ПС-41).

Реализация альтернативных мероприятий предусмотрена «Планом-графиком мероприятий по повышению эффективности противоаварийного управления энергорайона города Петрозаводска и Западной Карелии», утвержденным 17 мая 2018 года (далее – План-график).

При этом мероприятия План-графика:

– в части установки АОПО ВЛ 110 кВ Древлянка – Станкозавод (Л-184) и САОН предусмотрены титулом «Техническое перевооружение ПС 220 кВ Древлянка (установка САОН и оснащение ВЛ 110 кВ Древлянка – Станкозавод устройством АОПО)» согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы (ИП J-3332222) со сроком окончания в 2021 году;

– в части установки АОПО на ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) и ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118) со стороны Петрозаводской ТЭЦ предусмотрены проектом «Создание комплекса противоаварийной автоматики электротехнического оборудования Петрозаводской ТЭЦ Филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» со сроком окончания в 2020 году;

– замыкание Олонецкого транзита 110 кВ будет осуществлено после установки устройств ПА (АЛАР на ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Коткозеро (Л-125) со стороны ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) в 2025 г., АЛАР и АОПО на ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170) со стороны ПС 220 кВ Лодейнопольская в 2023 – 2026 годы) на данном транзите, предусмотренной планами-графиками ПАО «МРСК Северо-Запада» и Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада соответственно.

Ограничение пропускной способности трансформаторных связей питающих центров 35 – 110 кВ

С целью выявления дефицитных по мощности центров питания (далее – ЦП) напряжением 35 кВ и выше по состоянию на 2018 год в энергосистеме Республики Карелия произведен анализ загрузки ЦП напряжением 35 кВ и выше на основании данных о максимальных нагрузках, зафиксированных на ЦП в течение 2014 – 2018 годов (таблица 39). Анализ ретроспективной нагрузки ЦП в режиме отключения трансформатора большей мощности выявил ряд ЦП, нагрузка которых превысила предварительно принятый допустимый уровень загрузки трансформаторов (загрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов ЦП составила свыше 105%).

Анализ существующей загрузки центров питания 35 кВ и выше за 2014 – 2018 годы в энергосистеме Республики Карелия

№ п/п	Производственное отделение	Наименование питающего центра	Дистетчерское наименование трансформатора	U _{ном} , кВ	S _{ном} , МВ·А	Год ввода	Загрузка по результатам контрольных замеров 2018 года, МВ·А		Максимальная загрузка в период 2014 – 2018 годов			Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Длительно допустимая загрузка, %	Объем перевода, МВ·А	Загрузка ЦП в ремонтной схеме после перевода (N-1), %
							зима	лето	МВ·А	%	дата				
8	ЗКЭС	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	T-1	115/38,5/11	10	2004	4,392	0,639	4,392	43,9	19.12.2018	110,6	125	1,34	97,2
9			T-2	115/38,5/11	10	2003	6,668	4,891	6,668	66,7					
10			T-3	35/11	6,3	2002	0	0	0	0,0					
146	ЮКЭС	ПС 110 кВ Куковка (ПС-66)	T-1	115/11	16	1985	5,944	4,441	8,569	53,6	17.12.2014	118,7	117	4,4	91,2
147			T-2	115/11	16	1978	11,169	6,893	10,429	65,2					
158	ЮКЭС	ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	T-1	115/10,5	25	2007	12,478	8,112	14,05	56,2	16.12.2015	136,1	120	8,4	83,6
159			T-2	115/11	16	1982	9,302	2,877	8,37	52,3					
160	ЮКЭС	ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	T-1	115/38,5/11	10	1993	5,305	2,629	5,305	53,1	19.12.2018	159,8	117		допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,5 < I/I_{ном} \leq 1,6$ в течение 5 мин., данного времени недостаточно для осуществления перевода на грузки ³
161			T-2	115/38,5/11	10	1993	10,674	4,572	10,674	106,7					
177	ЮКЭС	ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	T-1	115/38,5/6,6	25	2008	13,101	8,161	13,101	52,4	19.12.2018	115,5	125	7,22	86,6
178			T-2	115/38,5/6,6	25	2008	15,769	9,309	15,769	63,1					
179	ЮКЭС	ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	T-1	35/6,3	6,3	1976	5,696	3,034	5,696	90,4	19.12.2018	117,9	120	1,448	95,0
180			T-2	35/6,3	6,3	1976	1,738	0,053	1,738	27,6					
198	ЮКЭС	ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)	T-1	35/10,5	6,3	2011	2,479	0	2,479	39,3	19.12.2018	144,1	120	2,404	48,2
199			T-2	35/10,5	2,5	1979	1,13	1,849	1,13	45,2					

Нагрузка в единичной ремонтной схеме находится в диапазоне от 105% до 130%

Нагрузка в единичной ремонтной схеме превышает 130%

³ В соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 г.).

Таким образом, в настоящее время по данным контрольных замеров за последние пять лет являются перегруженными 4 ПС 35 – 110 кВ (3 ПС 110 кВ и 1 ПС 35 кВ), у которых исчерпан резерв свободной трансформаторной мощности для технологического присоединения новых электрических нагрузок строящихся и планируемых к строительству объектов (см. приложение 7).

Ограничение пропускной способности распределительных сетей:

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец (Л-58П) в нормальной схеме сети в режиме зимнего максимума 2018 года. При данном возмущении теряется питание ряда ПС 35 кВ: ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) – 1 сек, ПС 35 кВ Вилга 2 сек, ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П) – 1 сек, ТП-582 и ТП-581. В текущей ситуации нет возможности восстановления питания потребителей в связи с тем, что схемно-режимные мероприятия, позволяющие восстановить электроснабжение отключенных потребителей (кроме ТП, имеющих одностороннее питание), а именно: включение секционного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П), а также перевод питания 2 сек ПС 35 кВ Вилга по ВЛ 35 кВ отпайка на ПС 35 кВ Вилга (Л-56П) на ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), приведут к возникновению перегрузок – токовая загрузка ВЛ 35 кВ Матросы – Пряжа (Л-34П) составит 231,6%, ВЛ 35 кВ Половина – Матросы (Л-33П) – 214,0%, ВЛ 35 кВ Половина – опора 28 (Л-56П) – 183,6%, Т-2 ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) – 184,6% (рисунок 28 Приложения 8). Длительно допустимая токовая загрузка данных ВЛ (100 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Матросы (ПС-6П) и ПС 35 кВ Половина (ПС-10П). Строительство ПС 110 кВ Прионежская с организацией заходов ВЛ 35 кВ, запланированное в 2024 г, позволит избежать отключения потребителей и возникновения недопустимых перегрузок.

Таблица 40

Перечень особенностей функционирования электрической сети напряжением 35 кВ и выше

№ п/п	Узкое место	Возможные технологические ограничения, обусловленные возникновением узкого места
1	2	3
1.	Одноцепный участок транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС	Ограничение выдачи мощности АЭС и ГЭС энергосистемы Мурманской области, а также ГЭС Кемского и Выгского каскадов в период паводка. Возможно нарушение синхронной работы энергосистем Мурманской области и Республики Карелия с ЕЭС России в послеаварийных схемах с отключением одноцепного участка 330 кВ от ПС 330 кВ Лоухи до Ондской ГЭС. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в двойных ремонтных схемах с отключением ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 и ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск (непревышение ДДТН ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка) при прохождении летних максимумов нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца требуется ввод ГВО в объеме до 17,5 МВт
2.	ПС 220 кВ Древлянка	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка, являющейся единственным опорным узлом энергорайона, представляют собой единичную несекционированную систему шин, что значительно снижает надежность схемы внешнего электроснабжения города при их выводе в ремонт или аварийном отключении. В летний период в связи с ремонтными работами на Петрозаводской ТЭЦ и полным останом станции на профилактический ремонт основным источником электроснабжения является ПС 220 кВ Древлянка. В послеаварийной схеме с отключением СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка при перетоке в контролируемом сечении «Дефицит Петрозаводска» более 110 МВт (в исходной схеме) происходит нарушение параметров электроэнергетического режима, а именно снижение напряжения на подстанциях 110 кВ энергорайона Петрозаводска ниже аварийно допустимых уровней. Без действия автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на отключение нагрузки ввести параметры электроэнергетического режима в допустимую область не представляется возможным. Для восстановления уровней напряжения выше минимально допустимых значений и снижения токовой загрузки ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1) ниже ДДТН (ДДТН = 300 А, АДТН = 360 А) в данной послеаварийной схеме при прохождении летних максимумов нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца необходим ввод ГВО объемом до 63 МВт

1	2	3
3.	Наличие дефицитных центров питания (загрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов ЦП составила свыше длительно допустимой) 35 – 110 кВ – 4 шт.	Ограничение на подключение новых потребителей на следующих ПС: ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П), ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66), ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)

Для обеспечения надежного электроснабжения действующих и новых потребителей Республики Карелия необходимо выполнить значительный объем работ по реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей 35 кВ и выше, а также по сооружению новых ПС и ВЛ напряжением 35 кВ и выше.

4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Карелия

Энергосистема Республики Карелия является дефицитной. Покрытие дефицита мощности (40 – 50% от суммарного потребления энергосистемы) при нормальной схеме транзита 330 кВ происходит за счет сальдо-перетоков из смежных энергосистем Мурманской и Ленинградской областей, в первую очередь, из первой. В настоящее время Ленинградская и Мурманская области имеют значительные объемы резервов мощностей (избыточные энергосистемы). Однако экономика данных областей развивается (развитие экономики Мурманской области предполагает увеличение объемов производства горной промышленности и повышение глубины переработки добываемых ресурсов – хрома, никеля, апатитов, расширение и модернизацию Мурманского порта), что может привести к снижению ее поставки в Карелию.

Для построения конкурентоспособной экономики, формирования бездефицитного бюджета, выполнения социальных обязательств требуется по крайней мере удвоить гарантированное энергоснабжение для ликвидации дефицита и обеспечения электроэнергией новых предприятий: Пудожский мегапроект (производство железа, титана, ванадия, хрома, золота и т. д.), производство плит OSB в ООО ДОК «Калевала», создание и эксплуатация нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ) рядом с г. Беломорском. Эти проекты позволяют создать новые рабочие места, увеличить поступления в бюджеты всех уровней.

Приоритеты предстоящего социально-экономического развития Республики Карелия определены в федеральной целевой программе «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2015 года № 570 (далее – Программа 2).

Основными целями разработки Программы 2 являются:

- снижение дефицита энергетического баланса Республики Карелия;
- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- снижение потерь в инженерных сетях;
- создание условий для устойчивого обеспечения населения и экономики Республики Карелия электроэнергией в условиях прогнозируемого роста ВРП;
- развитие и реализация экономического потенциала Республики Карелия.

Основными задачами Программы 2 являются:

- обеспечение надежного электроснабжения;
- увеличение выработки электрической энергии;
- улучшение качества электроснабжения;
- обеспечение возможности технологического присоединения к сетям;
- сокращение сверхнормативных потерь и непроизводительных расходов энергоресурсов (повышение энергоэффективности);
- повышение конкурентоспособности продукции организаций, расположенных на территории Республики Карелия, и создание новых производств и секторов экономики;
- снижение негативной антропогенной нагрузки на природную среду;
- реализация эффективной инвестиционной и инновационной политики в сфере энергетики;
- мобилизация внебюджетных источников финансирования мероприятий Программы;
- инфраструктурное обеспечение экономического развития.

Основные направления и принципы развития электрической сети на территории Республики Карелия должны обеспечить нормативный уровень надежности электроснабжения существующих

потребителей электроэнергии и возможность присоединения к электрической сети новых потребителей.

Программные мероприятия, направленные на повышение конкурентоспособности базовых и создание новых производств и секторов экономики, включают в себя реализацию ряда инвестиционных проектов по развитию производств в сфере горнопромышленного, лесопромышленного комплексов, производства транспортных средств и металлургии, производства нефтепродуктов, развития генерирующих мощностей.

Инфраструктурное обеспечение экономического развития предусматривает реализацию проектов, способствующих совершенствованию транспортной логистики, грузо- и пассажирооборота автомобильным, морским, железнодорожным и авиационным транспортом, обеспечение необходимой инфраструктурой земельных участков в целях жилищного строительства для семей, имеющих трех и более детей, развитие энергетической инфраструктуры.

Развитие энергосистемы Республики Карелия рассмотрены для двух вариантов:

базовый, перспективные уровни электропотребления по которому соответствуют варианту развития энергосистемы Республики Карелия, разработанному АО «СО ЕЭС» в рамках формирования проекта СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы, учитывает инвестиционные программы субъектов электроэнергетики Республики Карелия, заявки, по которым выданы технические условия на технологические присоединения и заключены договоры на технологическое присоединение;

умеренно-оптимистический, предполагает реализацию инвестиционных проектов и создание новых предприятий, на которые имеется необходимая документация:

1) заявки, по которым выданы технические условия на технологические присоединения и заключены договоры на технологическое присоединение, причем для концентрированных потребителей по сравнению с базовым вариантом увеличены коэффициенты спроса, отражающие повышение доверия частного бизнеса, и применения дополнительных мер стимулирующего характера в экономике;

2) данные о перспективных мощностях согласно «Информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства» в соответствии с письмом Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/3/102-06/7611 от 27 августа 2019 года (таблица 56);

3) данные о перспективных потребителях согласно информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства из источников, указанных в письме ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/50-03-05/8947 от 8 ноября 2019 года, потребляемая мощность которых составляет 670 кВт и более (таблица 57).

4.2. Анализ предыдущей СиПР электроэнергетики Республики Карелия на предмет невыполнения или смещения сроков выполнения планируемых мероприятий

Анализ разработанных на период до 2023 года СиПР электроэнергетики Республики Карелия позволил выявить следующее: в течение 2014 – 2023 годов рекомендуется сооружение и ввод в эксплуатацию ряда электросетевых объектов. Целесообразность ввода этих объектов обусловлена необходимостью ликвидации узких мест в энергосистеме с целью расширения возможностей технологического присоединения потребителей к электрической сети.

В 2014 – 2019 годах было завершено сооружение ряда электросетевых объектов, рекомендованных предыдущими СиПР электроэнергетики Республики Карелия. Перечень этих объектов приведен в таблице 41.

Таблица 41

Перечень реконструированных и (или) введенных электросетевых объектов на территории Республики Карелия, рекомендованных предыдущими СиПР электроэнергетики Республики Карелия

Мероприятие	Рекомендуемый срок реализации, год	Фактическая реализация
1	2	3
ТП 35 кВ Склады МЧС (ТП-568)	2015 – 2016	выполнено
ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	2015 – 2016	выполнено
ПС 35 кВ Педасельга (ПС-22П)	2015 – 2016	выполнено

1	2	3
Техническое перевооружение линии 35 кВ Л-90П «Чёлмужи – Сергиево» с установкой реклоузера (1 единица)	2017	выполнено
Реконструкция ВЛ 35 кВ № 61/62 с устройством кабельных линий протяженностью 0,432 км в г. Петрозаводске (договор на технологическое присоединение № 34-02129П/15 от 14 июля 2016 года с АО «ПСК») – 1 договор ТП	2018	выполнено
Строительство ПС 35 кВ ОТЗ (ПС-19П) с двумя трансформаторами 35/6 мощностью 25 МВ·А каждый	2018	выполнено
Строительство РП 220 кВ Белый Порог (ОРУ 220 кВ Белопорожских ГЭС) с организацией присоединения к существующим ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 и 2 по схеме «заход – выход»	2019	выполнено
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Пай (ПС-6) с заменой трансформаторов тока 110 кВ в количестве 3 шт.	2019	выполнено

Анализ предыдущей СиПР электроэнергетики Республики Карелия на период до 2023 года показал, что к настоящему времени были внесены изменения в состав предусмотренных СиПР РК до 2023 года мероприятий и планируемые сроки реализации ряда мероприятий по причине корректировок инвестиционных программ сетевых компаний. Перечень изменений приведен в таблице 42.

Таблица 42

Перечень изменений в части состава мероприятий и их планируемых сроков реализации на период 2020 – 2024 годов по сравнению с СиПР электроэнергетики Республики Карелия на период до 2023 года

Мероприятие	Срок реализации согласно СиПР до 2023 года, год	Актуализированный срок реализации, год
1	2	3
Строительство РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский) с установкой управляемого шунтирующего реактора (УШР)	2019	2022
Строительство РП 330 кВ Борей (Путкинский) с установкой шунтирующего реактора (ШР)	2019	2022
Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС	2019	2022
Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск	2020	2022
Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ ПС Тихвин – Литейный – Петрозаводск	2020	2021
Строительство ПС 110 кВ Прионежская в Прионежском районе с установкой трансформаторов 2 x 16 МВ·А «врезкой» в Л-173 и перезаводом Л-58П, Л-56П, ВЛ 10 кВ от ПС 35 кВ 9П «Вилга», общая протяженность линий – 18,458 км	2020/2024	2022/2024
Создание электросетевого комплекса на базе РИСЭ (3 шт.) мощностью 2 МВт в п. Пяозерский и РИСЭ мощностью 1 МВт в п. Кестеньга Лоухского района с повышающими трансформаторами мощностью 3 МВ·А	2021	2026
Строительство МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»	2019	2020
Строительство ПС 35/10 кВ Ефимовский карьер с питающей ВЛ 35 кВ Липпола – Ефимовский карьер	2018	2021
Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка	2022	2022
Реконструкция ПС 220 кВ Сортавальская	2019	2020

1	2	3
Реконструкция подстанции ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 шт., установка блока с вакуумным выключателем 35 кВ, заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в количестве 15 шт.	2021	2021
Реконструкция ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34) с заменой силовых трансформаторов 2 x 10 МВ·А на 2 x 16 МВ·А, оборудования 110, 35, 10 кВ	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Реконструкция ВЛ 110 кВ Котозеро – Чула (Л-151) с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине», длина линии – 10,224 км, расширение трассы – 12 Га	2022	2022
Реконструкция ВЛ 110 кВ Полярный Круг – Кагозеро (Л-150) с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине», длина линии – 16,041 км, расширение трассы – 16 га	2022	2023
Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5) с установкой выключателей 110 кВ (2 шт.), заменой масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), организацией СОПТ 1 компл., установкой ступенчатых защит 110 кВ (2 компл.), установкой полукомплекта основной защиты ВЛ Л-186	2022	2022
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) в г. Петрозаводске с заменой 3 дугогасящих реакторов 10 кВ: КТ1-10-1, КТ1-10-2, КТ2-10 на 2 дугогасящих реактора 10 кВ и 3 трансформаторов для подключения дугогасящих реакторов 10 кВ: ТКТ1-10-1, ТКТ1-10-2, ТКТ2-10 на 2 трансформатора 10 кВ	2021	2021
Техническое перевооружение подстанции 35 кВ № 34К «Волома» в Муезерском районе с заменой вакуумных выключателей 35 кВ в количестве 3 шт. на вакуумные выключатели 35 кВ в количестве 3 шт.	2020	2021
Реконструкция ПС-2П Кончезеро	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Реконструкция ПС-42П Эссоила	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Реконструкция ПС-6П Матросы	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Реконструкция ПС-15С Труд	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Реконструкция ВЛ 35к В Л-50к «ПС-35 Кривой Порог – ПС-36 Белый Порог» с заменой 93 опор, 8,288 км провода, 3,397 км грозотроса и расширением просек 46 га	2023	2023
Реконструкция ПС 220 кВ Костомукша (ПС-52) с учетом присоединения дополнительной нагрузки в части увеличения трансформаторной мощности и замены ТТ, установка БСК	2020	2022
Установка АОСН на ПС 220 кВ Костомукша	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Каскад Выгских ГЭС (установка противоаварийной автоматики (АОПО) на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) с действием на ограничение генерации Маткожненской ГЭС или любых других ГЭС Выгского каскада)	2020	отсутствует в ИП и СиПР
Техническое перевооружение подстанции 35 кВ № 23К «Плотина» в Луухском районе с заменой силовых трансформаторов 35 кВ 2 x 2 500 кВ·А на силовые трансформаторы 35 кВ 2 x 2 500 кВ·А	2024	2024
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) с оснащением устройствами АОСН – 2 комплекта	отсутствовало	2020
Реконструкция ВЛ 110 кВ Пудож – Каршево (Л-165) с заменой опор и провода 18,66 км, расширением трассы ВЛ по всей длине – 13,81 га	2024	отсутствует (2026)

1	2	3
Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) с заменой масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), установкой трансформаторов тока (21 шт.), организацией СОПТ (1 компл.), установкой полуккомплекта ДЗЛ ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л-121) на ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) и заменой РЗА комплектов ступенчатых защит линий 110 кВ (2 компл.), автоматики управления выключателя (1 компл.), центральной сигнализации (1 компл.).	отсутствовало	2020
Противоаварийная автоматика на Петрозаводской ТЭЦ	отсутствовало	2020
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Сегежа – Попов Порог (Л-33К) до Сеgezерской МГЭС ⁴	отсутствовало	2022

⁴ Возможна корректировка в соответствии с разрабатываемой схемой выдачи мощности электростанции.

4.3. Прогноз потребления тепловой энергии

Прогноз выполнен на основании данных от крупных производителей/потребителей тепловой энергии и муниципальных образований и представлен в таблице 43.

Таблица 43

Прогноз потребления тепловой энергии крупными промышленными потребителями Республики Карелия

(тыс. Гкал)

Организация	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
АО «Карельский окатыш»	228,4	228,4	228,4	228,4	228,4	228,4
АО «Кондопожский ЦБК»	3 095	3 095	3 095	3 095	3 095	3 095
ООО «РК-Гранд»	512	512	512	512	512	512
АО «Сеgezский ЦБК»	1 539,3	1 539,3	1 539,3	1 539,3	1 539,3	1 539,3
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводсмаш» г. Петрозаводск	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Прогноз потребления в тепловой энергии выполнен на основании прогнозов теплоснабжения, анализа тенденций в потреблении тепловой энергии и тепловых нагрузок, с учетом взаимозаменяемости энергоносителей в сфере теплоснабжения информации потребителей тепловой энергии и статистических методик обработки данных и представлен в таблице 44.

Таблица 44

Прогноз потребления тепловой энергии крупными муниципальными образованиями в Республике Карелия

(тыс. Гкал)

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление теплоэнергии, в с е г о	5 984,5	6 012,3	6 065,3	6 079,7	6 099,2	6 119,0
Абсолютный прирост теплоснабжения	123,0	27,8	53,0	14,4	19,5	19,8
Среднегодовые темпы прироста, %	2,01%	0,46%	0,9%	0,2%	0,3%	0,3%
Крупные МО, всего, в т. ч.:	2 488,7	2 516,5	2 569,5	2 583,9	2 603,4	2 623,2
Петрозаводский городской округ	1 585,9	1 603,0	1 645,2	1 648,5	1 656,7	1 665,0
Костомукшский городской округ	492	493,6	495,3	496,9	498,5	500,2
Сеgezский муниципальный округ	410,8	419,8	429,1	438,5	448,2	458,0

На период до 2024 года в целом по Республике Карелия прогнозируется прирост потребления тепловой энергии на 2,25%.

1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	512	512	512	512	512	512
Филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш», г. Петрозаводск	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9
АО «Карельский окатыш»	432,7	432,7	432,7	432,7	432,7	432,7

4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Карелия

Основным объектом строительства в Республике Карелия является ввод двух малых ГЭС: МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» ООО «НГБП». Планируемый ввод в эксплуатацию двух ГЭС ожидается в 2020 году. Кроме этого в 2022 году планируется строительство Сегозерской МГЭС установленной мощностью 8,1 МВт. Вводы мощности по энергосистеме представлены в таблице 46.

Таблица 46

Перечень новых и расширяемых энергоблоков в Республике Карелия до 2024 года

Наименование электростанции	Номер блока	Компания	Год ввода	Вводимая мощность	Документ-обоснование	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта РФ
МГЭС «Белопорожская ГЭС-1»	ГА-1	ООО «НГБП»	2020	12,45	договор № 638/ТП	проект СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы
	ГА-2		2020	12,45		
МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»	ГА-1	ООО «НГБП»	2020	12,45	договор № 639/ТП	
	ГА-2		2020	12,45		
МГЭС «Сегозерская ГЭС»	ГА-1	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	2022	2,7	уведомление об отборе соответствующего проекта по результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии № 01-02/19-18570 от 14 июня 2019 года	
	ГА-2			2,7		
	ГА-3			2,7		

Других изменений установленной мощности электростанций на этап 2020 – 2024 годов не планируется.

4.5. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Прогноз потребления электроэнергии и мощности рассмотрен в двух вариантах: «базовый» – со среднегодовым темпом прироста электроэнергии и мощности 0,07 и 0,06% и «умеренно-оптимистический» – со среднегодовым темпом прироста 0,96 и 0,42%.

Перспективные уровни электропотребления энергосистемы Республики Карелия для базового варианта соответствуют варианту развития энергосистемы Республики Карелия, разработанному АО «СО ЕЭС» в рамках формирования проекта СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Республики Карелия для умеренно-оптимистического варианта предполагает реализацию инвестиционных проектов и создание новых предприятий, на которые имеется необходимая документация.

Уровни электропотребления и максимумы нагрузки энергосистемы Республики Карелия на 2019 – 2024 годы представлены в таблицах 47 – 48.

Таблица 47

Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Республики Карелия на пятилетний период для базового варианта развития

Показатели	Ед. изм.	2019 год, факт.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребление электроэнергии	млрд. кВт·ч	7,847	7,882	7,863	7,869	7,876	7,902
Годовые темпы прироста	%	-1,08	0,45	-0,24	0,08	0,09	0,33
Собственный максимум потребления	МВт	1 204	1 198	1 198	1 199	1 200	1 201
Годовые темпы прироста	%	2,55	-0,50	0,00	0,08	0,08	0,08

Таблица 48

Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Республики Карелия на пятилетний период для умеренно-оптимистического варианта развития

Показатели	Ед. изм.	2019 год, факт.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребление электроэнергии	млрд. кВт·ч	7,847	7,997	8,198	8,265	8,273	8,229
Годовые темпы прироста	%	-1,08	1,91	2,51	0,82	0,10	-0,53
Собственный максимум потребления	МВт	1 204	1 229	1 244	1 265	1 275	1 228
Годовые темпы прироста	%	2,55	2,08	1,22	1,69	0,79	-3,69

Общий спрос на электрическую энергию в энергосистеме Республики Карелия к концу прогнозного периода оценивается в размере 7,902 млрд. кВт·ч.

Собственный максимум нагрузки энергосистемы Республики Карелия (базовый вариант) в рассматриваемой перспективе до 2024 года прогнозируется на уровне 1 201 МВт.

Собственный максимум нагрузки энергосистемы Республики Карелия (умеренно-оптимистический вариант) в рассматриваемой перспективе до 2024 года прогнозируется на уровне 1 228 МВт.

В таблице 49 приведен прогноз потребления электроэнергии наиболее крупными потребителями энергосистемы Республики Карелия на период до 2024 года в соответствии с информацией собственника.

Таблица 49

Прогноз потребления электроэнергии наиболее крупными потребителями энергосистемы Республики Карелия на период до 2024 года

(млн. кВт·ч)

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч				
		2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7
1.	Филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводск	37,84	37,84	37,84	37,84	37,84
2.	ЗАО «Карьер «Коккомьяки»	1,54	1,54	1,55	1,56	1,57
3.	ООО «Картек»	3,33	3,33	3,34	3,36	3,38
4.	АО «Кондопожский ЦБК»	1 614,92	1 614,92	1 614,92	1 679,92	1 614,92
5.	ООО «РК-Гранд»	25,64	25,68	25,77	25,87	26,03
6.	«Шунгит М»	–	–	–	–	–
7.	Прионежская горная компания	7,13	7,15	7,17	7,20	7,24
8.	«Порфирит»	3,54	3,55	3,56	3,58	3,60

1	2	3	4	5	6	7
9.	ООО «Карьер Беломорский»	1,58	1,58	1,59	1,59	1,60
10.	ООО «Музерский гранит»	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
11.	Управление механизации № 4	0,80	0,80	0,80	0,80	0,81
12.	ОАО «Сортавальский завод дробильно-сортировочный»	4,68	4,69	4,70	4,72	4,75
13.	ООО «Карельская битумная компания»	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71
14.	УФСИН, ИК-9	2,81	2,82	2,83	2,84	2,85
15.	Хлебокомбинат Кондопожский	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
16.	ООО «Северо-Ладожский бумажный завод Ляскеля»	0,48	0,48	0,49	0,49	0,49
17.	ООО «Карельский Гранит Торговый Дом»	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
18.	ЗАО «Интеркамень»	1,77	1,77	1,78	1,79	1,80
19.	АО «Сегежский ЦБК»	424,18	424,82	426,26	427,97	430,66
20.	ООО «Карелкамень»	4,23	4,23	4,25	4,26	4,29
21.	ЗАО «Завод Вяртсильский метизный»	9,79	9,80	9,83	9,87	9,94
22.	ООО «Сетлес»	9,54	9,56	9,59	9,63	9,69
23.	ООО «Лафарж нерудные материалы и бетон»	6,06	6,06	6,09	6,11	6,15
24.	ООО «Карьер «Шокшинский кварцит»	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
25.	ЗАО «Карьер «Большой массив»	5,64	5,65	5,67	5,70	5,73
26.	ОАО «Корм»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.	ОАО «Карелэнергоремонт»	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
28.	ЗАО «Бони-Инвест»	3,73	3,73	3,75	3,76	3,79
29.	ООО «Карелинвест»	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
30.	ПАО «ТГК-1»	1,44	1,45	1,45	1,46	1,47
31.	ООО «Карелэнергоресурс»	9,54	9,56	9,59	9,63	9,69
32.	ООО «Промстроймонтаж-Комплект»	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
33.	ООО «Гранитная гора»	2,18	2,18	2,19	2,20	2,21
34.	ООО «Сведтек»	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04
35.	ООО «Лобское-5»	0,60	0,60	0,60	0,61	0,61
36.	АО «Карельский окатыш»	1 748,13	1 748,13	1 748,13	1 748,13	1 748,10
37.	Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00
38.	ЗАО «Запкареллес»	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27
39.	ООО «СеверЛесЭкспорт»	2,21	2,21	2,22	2,23	2,24
40.	ОАО «Питкярантский гранитный карьер» (ПКУ)	5,81	5,82	5,84	5,86	5,90
41.	ООО ДОК «Калевала»	38,97	39,03	39,16	39,32	39,57
42.	ООО «Лента»	4,18	4,19	4,20	4,22	4,24
43.	ООО «Онега Палас»	1,61	1,61	1,61	1,62	1,63
44.	ООО «Промжилстрой»	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
45.	ООО «Карьер Сунский»	7,20	7,21	7,24	7,27	7,31
46.	ООО «Сегежская упаковка»	11,26	11,28	11,32	11,36	11,43
47.	ООО «КарелФлотИнвест»	2,56	2,56	2,57	2,58	2,60
48.	ООО «Корунд»	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41

1	2	3	4	5	6	7
49.	ООО «КарелТрансНеруд»	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
50.	ОАО «ПКС-Водоканал»	17,38	17,41	17,46	17,53	17,64
51.	ООО «Санаторий «Марциальные воды»	1,81	1,81	1,82	1,83	1,84
52.	ООО «Центр базальтовых технологий»	3,39	3,39	3,41	3,42	3,44
53.	ООО «ПТЗ-Недвижимость»	1,12	1,12	1,12	1,13	1,14
54.	ООО «ПетроДОК»	1,20	1,21	1,21	1,21	1,22
55.	АО «Карелстроймеханизация»	3,66	3,66	3,67	3,69	3,71
56.	Михович Федор Иванович	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
57.	ЛДК «Сегежский»	8,55	8,57	8,60	8,63	8,68
58.	АО «Пряжинское»	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
59.	ООО «Леруа Мерлен Восток»	2,33	2,33	2,34	2,35	2,36
60.	ООО «Авиапроект»	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
61.	ООО «Региональная энергетическая компания»	1,31	1,31	1,32	1,32	1,33

4.6. Прогноз развития энергетики Республики Карелия на основе ВИЭ и местных видов топлива

В 2013 году Norsk Energi совместно с карельским Центром Энергетической Эффективности разработали технико-экономическое обоснование использования экологически чистых ВИЭ в 8 удаленных поселка Республики Карелия. В июне 2015 года NEFCO подписало с АО «ПСК» соглашение о финансировании данного проекта, а Norsk Energi совместно с Центром Энергоэффективности стали выполнять функции ответственного исполнителя и руководителя первого этапа реализации проекта.

Автономные гибридные энергоустановки (далее – АГЭУ) установлены в 5 населенных пунктах:

поселок Вождозеро (Валдайское сельское поселение, Сегежский район);

деревни Линдозеро и Юстозеро (Кондопожский район);

поселок Кимоваара (Лендерское сельское поселение, Муезерский район);

поселок Войница (Луусалмское сельское поселение, Калевальский район);

Оборудование АГЭУ, установленное в поселке Войница:

48 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), соответственно максимальная вырабатываемая мощность может достигать 12 480 Вт;

32 аккумулятора Solar bloc 6V 250 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 24 000 Вт·ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48 x 9» (48В x 9кВт) производства ООО «МикроАРТ»;

3 контроллера солнечных батарей «ЕСО Энергия MPPT Pro 200/100», ООО «МикроАРТ»;

программно-аппаратный комплекс (далее – ПАК) «Малина» ООО «МикроАРТ».

Оборудование АГЭУ, установленное в поселке Кимоваара:

80 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), а также 40 солнечных панелей 270 Вт (ТСМ-270А, АО «ТЕЛЕКОМ-СТВ»). Таким образом, максимальная вырабатываемая мощность может достигать 31 600 Вт;

40 аккумуляторов Solar bloc 6V 250 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 30 000 Вт·ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48x6» (48В x 6 кВт) производства ООО «МикроАРТ»;

7 контроллеров солнечных батарей «ЕСО Энергия MPPT Pro 200/100»,

ООО «МикроАРТ»;

ПАК «Малина» ООО «МикроАРТ».

Оборудование в деревне Юстозеро:

12 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), максимальная вырабатываемая мощность – 3 120 Вт;

16 аккумуляторов, Solar bloc 6V 200 Ah, Норреке – общая выработка при 50% разряде – 9 600 Вт·ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48 x 3, производства ООО «МикроАРТ»;

Один контроллер солнечных батарей ЕСО Энергия MPPT Pro 200/100,

ООО «МикроАРТ»;

ПАК «Малина» ООО «МикроАРТ».

В состав АГЭУ в деревне Линдозеро входит следующее оборудование:

24 солнечные панели, мощностью 260 Вт (RZMP-260-M), максимальная вырабатываемая мощность – 6 240 Вт;

8 аккумуляторов, емкость 150 Ач Solar bloc 12V 150 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 7 200 Вт·ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48 х 3 производства ООО «МикроАРТ»;

2 контроллера солнечных батарей ЕСО Энергия MPPT Pro 200/100, ООО «МикроАРТ»;

ПАК «Малина» ООО «МикроАРТ».

В поселке Вожмозеро установлено:

32 солнечные панели (производитель АО «Рязанский завод металлокерамических приборов»), каждая мощностью 260 Вт с учетом КПД (15 – 16%). Таким образом, вырабатываемая панелями общая мощность в солнечный день может достигать 8 320 Вт.

контроллеры «ЕСО Энергия MPPT Pro 200/100» (ООО «МикроАРТ», Россия);

16 аккумуляторов производства фирмы Норреке (Solar bloc 12V 135 Ah, Германия). Батарея может накапливать до 2 160 А·ч. При разряде до 50% такая батарея в состоянии выдать по трем фазам около 12 500 Вт·ч энергии.

Инверторы «МАП Hybrid 48В х 3кВт» (ООО «МикроАРТ», Россия), преобразующие прямой ток в переменный – 220В х 50Гц.

Ветроэнергетика

Ветровой потенциал в Карелии, по экспертным оценкам, составляет 10 000 ГВт·ч в год, а средне-многолетняя выработка электроэнергии оценивается в 7 – 10 ГВт·ч в год. Наиболее благоприятными являются прибрежные районы Белого моря, Онежского и Ладожского озер. Именно в этих районах и было запланировано строительство нескольких ветровых электростанций (далее – ВЭС).

Ветроэнергетический потенциал Республики Карелия относительно скромнен, если сравнивать с расположенной севернее Мурманской областью. Это связано с отсутствием выхода на большие, открытые ветрам морские пространства. Согласно данным многолетних наблюдений, только в трех муниципальных районах республики – Кемском, Беломорском и Медвежьегорском – средняя скорость ветра достигает свыше 3,5 м/с и достаточна для работы мощных ветроэлектрических установок (далее – ВЭУ) с горизонтальным ротором. В остальных районах целесообразно строительство малых ВЭУ, предназначенных для локального энергоснабжения удаленных от ЛЭП потребителей.

Средние многолетние скорости ветра по Республике Карелия приведены в таблице 50.

Таблица 50

Средние многолетние скорости ветра по Республике Карелия

Расположение метеостанции	Средняя скорость ветра, м/с				Максимальная скорость ветра, м/с
	зима	весна	лето	осень	
1	2	3	4	5	6
г. Петрозаводск	2,7	2,8	2,3	2,7	20
г. Беломорск	3,3	2,9	2,5	3,5	20
пгт Калевала	1,8	2,0	1,8	2,2	24
г. Кемь	3,9	3,7	3,4	4,1	24
с. Колежма (Беломорский муниципальный район)	2,4	2,4	2,1	2,5	25
г. Кондопога	2,3	2,3	2,1	2,4	22
г. Медвежьегорск	1,3	1,4	1,2	1,3	20
г. Олонец	2,9	2,7	2,5	3,0	24
с. Паданы (Медвежьегорский муниципальный район)	3,1	3,0	2,8	3,5	27
г. Пудож	1,5	1,7	1,5	1,6	20
с. Реболы (Муезерский муниципальный район)	1,8	1,9	1,9	2,2	21
г. Сегежа	2,5	2,4	2,4	2,8	23
г. Сортавала	2,4	2,2	2,1	2,3	21

1	2	3	4	5	6
г. Суоярви	1,9	2,1	1,9	2,2	22
пос. Энгозеро (Лоухский муниципальный район)	1,9	2,1	2,1	2,1	19

Планы по размещению в Карелии достаточно крупных ВЭС разрабатывались еще с 1990-х годов. Согласно ряду прошлых федеральных и региональных программ планировалось построить четыре ВЭС: Валаамскую (мощностью 1 МВт), ВЭС в пос. Валдай (1,2 МВт), Беломорскую (10 МВт) и Морскую ВЭС под г. Кемь (8 МВт). Однако ни один из этих планов реализован не был, так как не нашлось инвестора.

По данным, представленным на официальном сайте госкорпорации «Росатом», в феврале 2017 года на Российском инвестиционном форуме в Сочи Глава Республики Карелия и генеральный директор АО «Но-ваВинд» (дивизион госкорпорации «Росатом», отвечающий за программы в новой энергетике) обсудили перспективы проекта по сооружению ветропарка мощностью до 60 МВт на берегу Белого моря. Строительство ВЭС будет производиться в Кемском районе. Ориентировочная дата реализации проекта – 2021 – 2022 годы. Предполагаемый объем финансирования составит до 9 млрд. руб.

Развитие малых ГЭС

В Республике Карелия имеется большое количество МГЭС мощностью менее 25 МВт. В большинстве своем это станции, построенные более 60 лет назад, их оборудование устарело и подлежит замене и модернизации.

В настоящее время в рамках соглашения от 24 ноября 2010 года о сотрудничестве между АО «Норд Гидро» и Правительством Республики Карелия ведется реконструкция и возведение МГЭС на территории Республики Карелия.

В период до 2021 года предполагается провести реконструкцию на ГЭС Лахденпохского, Суоярвского, Питкярантского, Прионежского, Сортавальского, Пудожского, Муезерского муниципальных, Калевальского национального районов.

В соответствии с вышеуказанным соглашением в пос. Ляскеля Республики Карелия 28 июля 2011 года была введена в эксплуатацию реконструированная малая ГЭС Ляскеля мощностью 4,8 МВт. В ходе реконструкции произведена замена всех гидроагрегатов станции со значительным увеличением мощности ГЭС (первоначально ГЭС имела мощность 0,75 МВт). В здании ГЭС установлено шесть пропеллерных гидроагрегатов мощностью 0,8 МВт каждый.

17 июля 2013 года был произведен торжественный запуск малой ГЭС «Рюмякоски» в пос. Рускеала Сортавальского района. МГЭС построена на месте старой финской ГЭС. На объекте установлен гидроагрегат чешского производства мощностью 0,63 МВт, а также современные системы ПА, станция будет работать полностью в автоматическом режиме. В декабре 2014 года в районе пгт Хелюля Сортавальского района введена в эксплуатацию малая ГЭС Каллиокоски мощностью 0,975 МВт.

В 2014 году завершен комплекс инженерных изысканий под размещение объектов гидротехнических сооружений, выполнены проектно-изыскательские работы по инвестиционным проектам строительства малой ГЭС Реболы, МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2». По проектам МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» утверждена схема выдачи мощности станций. Ввод в эксплуатацию МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» планируется в 2020 году.

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

В таблице 51 представлен перечень новых и расширяемых малых ГЭС на период до 2024 года.

Таблица 51

Перечень новых и расширяемых малых ГЭС на период до 2024 года

Электростанция	Собственник	Год ввода	Вводимая мощность, МВт
МГЭС «Белопорожская ГЭС-1»	ООО «НГБП»	2020	24,9
МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»		2020	24,9
МГЭС «Сегозерская ГЭС»	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	2022	8,1

Использование местного вида топлива

В рамках проекта Совета Министров Северных стран «Возобновляемая энергетика на Северо-Западе России» разработана Стратегия теплоснабжения Республики Карелия на основе местных видов топлива до 2020 года. Данная стратегия теплоснабжения опирается на фактологическую и аналитическую базу Региональной стратегии развития топливной отрасли Республики Карелия на основе местных энергетических ресурсов на 2011 – 2020 годы, одобренной распоряжением Правительства Республики Карелия от 14 октября 2009 года № 405р-П.

Согласно данной Региональной стратегии развития топливной отрасли Республики Карелия на основе местных энергетических ресурсов подавляющее большинство муниципальных образований в Республике Карелия обладают достаточной сырьевой базой для полного удовлетворения потребности коммунальной энергетики (дрова, топливная щепа, торф).

Впервые общая оценка топливно-сырьевой базы Республики Карелия для производства местных ТЭР была представлена в Концепции региональной целевой программы «Активное вовлечение в топливно-энергетический комплекс Республики Карелия местных ТЭР на 2007 – 2010 годы», одобренной распоряжением Правительства Республики Карелия от 8 сентября 2006 года № 275р-П. Указанная целевая программа в полном объеме реализована не была.

Большинство муниципальных образований в Республике Карелия имеют достаточную сырьевую базу для абсолютного обеспечения потребностей коммунальной энергетики в древесном топливе (дрова и топливная щепа).

Однако даже с учетом высокого уровня обеспеченности древесным топливом почти всех муниципальных образований в Республике Карелия в ходе планирования объемов его использования, а особенно при планировании модернизации источников теплоснабжения с увеличением доли использования древесного топлива, необходимо учитывать достаточно существенные сырьевые риски.

Первый риск: так как распределение древесных ресурсов по территории республики неравномерно, их доступные объемы не всегда могут обеспечить годовую потребность в биотопливе для источников теплоснабжения некоторых муниципальных образований.

Второй риск: ценообразование на древесину в различных муниципальных районах может существенно отличаться, так как на него влияют неравномерное распределение по территории республики древесных ресурсов, степень развития инфраструктуры, приближенность к государственной границе, состав лесосечного фонда по породам древесины и т. д.

Кроме того, есть общая тенденция, затронувшая все муниципальные образования: в последние 10 – 12 лет стоимость дровяной древесины ежегодно увеличивается.

Если сложившаяся ситуация не будет изменена, можно ожидать дальнейшего увеличения конкуренции на внутреннем рынке древесного сырья в зоне экономической доступности для иностранных компаний, и, соответственно, цены на древесное сырье будут расти.

Появление специализированных хозяйств, поставляющих древесину в зоне действия целлюлозно-бумажных и плитных производств, приведет в будущем к изменению структуры заготавливаемой древесины, а значит, к существенному уменьшению объемов дровяного сырья.

Перспективное для Республики Карелия местное топливо – торф, добыча которого в настоящее время возрождается. Торфодобыча в Карелии, как и во всей России, за последние десятилетия существенно снизилась, многие торфопредприятия закрылись или перешли на добычу торфа для сельского хозяйства. Вместе с тем запасы торфа имеются практически во всех районах республики (таблица 52). Из числа кадастра торфяных месторождений Карелии 44% представляют собой месторождения с большими запасами, залегающими на глубине 1,5 – 2 метра, 19% – месторождения со средними запасами и 37% – месторождения с небольшими запасами.

Таблица 52

**Болотно-торфяной фонд Карелии и торфяные ресурсы
(кадастр «Торфяные месторождения Карельской АССР», 1979 год)**

Район	Общая площадь болот, кв. км	Запас торфа в изученных болотах в границах промышленной залежи		Средняя глубина промышленной залежи, м
		млн. куб. м	млн. т	
1	2	3	4	5
Беломорский	4 202	2 814,1	360,2	2,2

1	2	3	4	5
Калевальский	2 186	650,4	104,7	1,5
Кемский	3 082	2 488,7	334,9	1,8
Кондопожский	720	249,7	42,1	2,1
Лахденпохский	84	117,5	18,7	2,0
Лоухский	3 114	945,4	155,0	1,7
Медвежьегорский	2 281	1 122,5	181,8	2,0
Муезерский	1 905	84,1	13,7	1,8
Олонецкий	632	648,2	96,4	1,7
Питкярантский	172	220,2	31,8	2,15
Прионежский	343	305,8	47,6	2,0
Пряжинский	889	1 004,9	155,3	2,15
Пудожский	1 531	555,0	88,3	2,2
Сегежский	2 455	1 361,0	213,7	2,2
Сортавальский	55	87,7	13,3	2,9
Суоярвский	2 083	1 078,8	156,7	2,0
Итого	25 734	13 734,0	2 014,2	2,06

Сырьевая база торфяных залежей Республики Карелия характеризуется следующими показателями.

Болотно-торфяной фонд Республики Карелия составляет 5,45 млн. га (31% от общей площади территории республики).

Практически все заболоченные земли и болота (более 95%) включены в государственный лесной фонд, в соответствии с инвентаризацией которого выделены две категории земель:

1) открытые болота, включающие как полностью безлесные, так и болота с редким древостоем (запасы древесины менее 40 метров кубических на один гектар);

2) заболоченные леса и облесенные болота (болотные леса), запасы древесины в которых более 40 куб. м/га.

При данной классификации не учитывается мощность торфяных залежей. Поэтому облесенные болота с мощной торфяной залежью, иногда достигающей нескольких метров, относятся к той же категории, что и заболоченные леса с толщиной торфяного слоя 20 – 30 см. Именно по этой причине существует необходимость разработки на территории Республики Карелия более надежной классификации и карты заболоченных земель и болот, основанной на критерии мощности торфяных залежей.

Общая площадь открытых болот в Республике Карелия составляет 3,63 млн. га, заболоченных лесов (в их составе большие площади лесных болот с торфяными залежами различной мощности – 1,82 млн. га).

На настоящий момент из всего количества болот на территории Республики Карелия, учтенных при картировании, только 1 394 болота (общей площадью 954 тыс. га и площадью промышленной залежи 699 тыс. га) исследованы наземно с различной степенью детальности: 6% болот исследовано детально; 3% болот исследовано с детальностью, составляющей 80%; 16% болот исследовано с детальностью, составляющей 50 – 60%; 75% – прогнозные данные.

На среднесрочный период запланированы следующие мероприятия:

реконструкция торфяных полей и организация промышленной добычи торфа на торфяных месторождениях «Паперо» (Суоярвский муниципальный район), «Круглое» (Пудожский муниципальный район), «Сюрьгинское» (Прионежский муниципальный район), «Сурисуо» и «Васкаламенсуо» (Лахденпохский муниципальный район), «Туленсуо» (Питкярантский муниципальный район), «Заречное» (Костомукшский городской округ);

увеличение производственных площадей и объемов добычи торфа на месторождениях «Суурисуо» и «Тайпале» (Сортавальский муниципальный район), «Волуссуо» и «Агвенсуо» (Пряжинский национальный муниципальный район);

увеличение объемов производства топливной щепы за счет использования передвижных высокопроизводительных щепорубительных комплексов и увеличения их количества.

В 2011 году подписано соглашение между Правительством Республики Карелия и ООО «Энергопит» о сотрудничестве и взаимодействии в рамках реализации инвестиционных проектов в сфере

повышения энергетической эффективности использования возобновляемых и местных видов топлива в коммунальной энергетике на территории Питкярантского, Медвежьегорского, Лоухского и Кемского муниципальных районов. В рамках подписанного соглашения в пос. Харлу введен в эксплуатацию источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (3 МВт) из газифицированного торфа.

В рамках реализации инвестиционного проекта ООО «Питэр Пит» (Московская область) организована промышленная добыча торфа в Пряжинском национальном, Суоярвском, Пудожском муниципальных районах. В 2012 году реализован инвестиционный проект модернизации схемы теплоснабжения пос. Эссойла Пряжинского национального муниципального района: проведена реконструкция центральной котельной с переводом на сжигание местного топлива (торфа, щепы). Торф добывается на торфоплощадке «Агвенсуо» в границах поселения, право на недропользование которой принадлежит ООО «Питэр Пит».

Полностью за счет собственных средств ООО «Питэр Пит» завершило реконструкцию котельной установленной мощностью 1,5 МВт в с. Вешкелица Суоярвского муниципального района. Котельная предназначена для использования топливного торфа, производимого на торфоплощадке «Агвенсуо» (пос. Эссойла, на удалении 24 км от строящейся котельной).

В планах ООО «Питэр Пит» – реализация инвестиционных проектов модернизации источника теплоснабжения в пос. Найстенъярви Суоярвского муниципального района и угольных котельных на территории Суоярвского городского поселения.

В целом потенциал местных видов топлива и ВИЭ Республики Карелия велик. Наибольшее внимание в порядке важности энергоресурса должно быть уделено использованию энергии ветра, гидроэнергии малых рек и торфу. Использование этих ресурсов возможно при экономическом стимулировании возобновляемой энергетики.

Рассматриваются два направления по увеличению доли использования местных видов топлива при организации и обеспечении муниципального теплоснабжения Республики Карелия:

полное замещение энергетическим торфом (щепой) искомого топлива (уголь, мазут, дизельное топливо) путем реконструкции (строительства) и модернизации источников теплоснабжения, в том числе установок вихревых топок (предтопок);

комбинированное сжигание каменного угля и энергетического торфа (в пропорции 80/20 процентов) без дополнительного переоборудования котельных.

Районы, которые на ближайшую перспективу не входят в программу мероприятий газификации, – Пряжинский, Суоярвский, Калевальский, Муезерский, Лоухский и Костомукшский городской округ. В действующей Региональной стратегии развития топливной отрасли Республики Карелия на основе местных энергетических ресурсов на 2011 – 2020 годы подробно описаны возможности перехода этих районов на местные виды биотоплива и финансовые выгоды этого перехода.

4.7. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности

В соответствии с прогнозируемыми уровнями потребности в мощности, вводом новых энергоустановок и размещаемым на электростанциях резервом мощности сформирован баланс мощности энергосистемы Республики Карелия на период 2019 – 2024 годов.

Величина расчетного резерва мощности на электростанциях энергосистемы Республики Карелия принята из условий его размещения в целом по ОЭС Северо-Запада.

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Карелия сформирован с учетом следующих условий:

выработка ГЭС (за исключением Ондской ГЭС (ГЭС-4) и малых ГЭС АО «Норд Гидро») принята по данным ПАО «ТГК-1»;

выработка Ондской ГЭС (ГЭС-4) и малых ГЭС АО «Норд Гидро» принята по среднесрочной величине;

работа ТЭЦ осуществляется по графику тепловой нагрузки потребителей.

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Республики Карелия для базового варианта прогноза электроэнергии и мощности приведена в таблицах 53 – 54. В качестве основного прогноза потребления электроэнергии и мощности принят прогноз, разработанный АО «СО ЕЭС».

Таблица 53

**Базовый вариант. Баланс электроэнергии по территории Республики Карелия
на период 2019 – 2024 годов**

(млрд. кВт·ч)

Годы	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребление электроэнергии	7,847	7,882	7,863	7,869	7,876	7,902
Выработка электроэнергии	4,932	5,120	4,965	4,954	4,949	4,934
Сальдо-переток	2,915	2,762	2,898	2,915	2,927	2,968

Таблица 54

**Базовый вариант. Баланс мощности на час собственного максимума потребления
по территории Республики Карелия на период 2019 – 2024 годов**

(МВт)

Годы	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Установленная мощность, МВт	1 098,1	1 147,9	1 147,9	1 156,0	1 156,0	1 156,0
в т. ч. ГЭС	640,1	689,9	689,9	698,0	698,0	698,0
в т. ч. ТЭС	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0
Располагаемая мощность	670,53	788,91	788,91	797,01	797,01	797,01
Максимум потребления	1 204	1 198	1 198	1 199	1 200	1 201

При принятой концепции развития региона баланс электроэнергии на этапе 2020 – 2024 годов будет складываться плавно возрастающим дефицитом, баланс мощности носит разнонаправленный характер изменения (рисунок 16 и 17), что связано как с увеличением потребления электроэнергии и мощности в целом по энергосистеме, так и с вводом в 2022 г в эксплуатацию мощностей МГЭС «Сегозерская ГЭС» (8,1 МВт).

Перечень основных перспективных потребителей приведен в таблице 55.

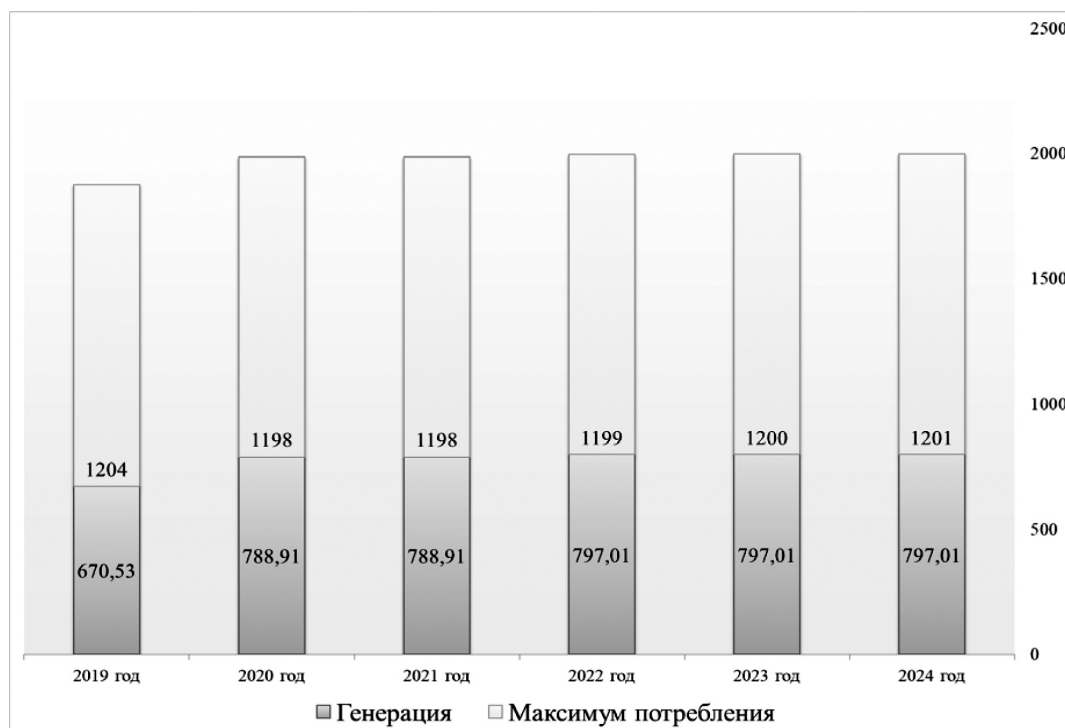


Рис. 16. Базовый вариант. Баланс мощности по энергосистеме Республики Карелия на этап 2019 – 2024 годов, МВт

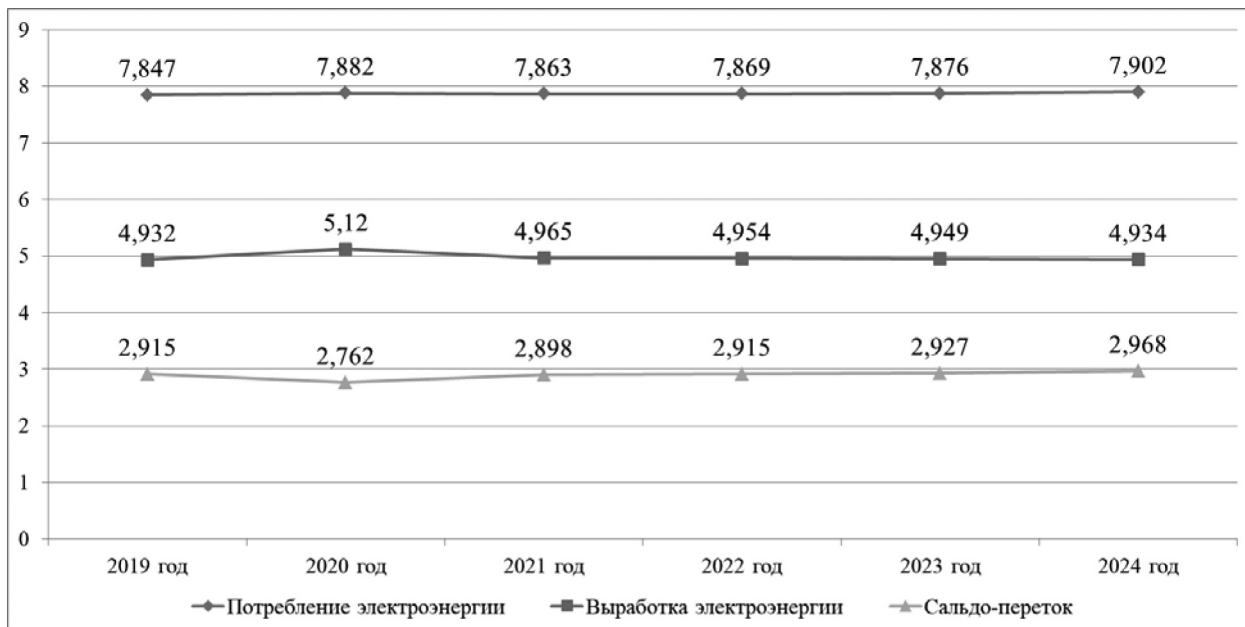


Рис. 17. Базовый вариант. Баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Карелия на этап 2019 – 2024 годов, млрд. кВт·ч

Таблица 55

Перечень основных перспективных потребителей для базового варианта

Наименование заявителя	Наименование энергопринимающих устройств	Запрашиваемая максимальная мощность (без учета ранее присоединенной), кВт	Точки присоединения с указанием технических параметров элементов энергопринимающих устройств	Год ввода	Номер договора
1	2	3	4	5	7
КУ РК «УКС РК»	инфраструктурное обеспечение промышленной площадки на территории Петрозаводского городского округа Республики Карелия (код объекта ФАИП 000 000 000 1)	15 000	контактные соединения ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ Логмозеро (ПС-83) в КРП 10 кВ заявителя	ПС 110 кВ Логмозеро (ПС-83)	ТП. Договор 34-01820П/16 от 28.11.2016 8:33:00
ООО «Сигма РЦ»	КЛ 10 кВ для электроснабжения физкультурно-оздоровительного комплекса, Карелия Респ., Петрозаводск г., Лесной пр-кт, кад. № 3У 10:01:0120101:622	4 900	проектируемая соединительная муфта КЛ 10 кВ от ПС-67 Сигма РЦ (для подключения ЗУ с кад. № 10:01:0120101:622)	ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67)	ТП. Договор 34-01027П/19 от 25.07.2019 14:03:00
БУ РК «Аэропорт «Петрозаводск»	Аэропорт, 186100, Карелия Респ., Прионежский р-н, Бесовец д.	2 251	1 Точка: проектируемая ЛЭП 6 кВ от 1с-6 кВ ПС-21 «Шуя»; 2 Точка: проектируемая ЛЭП 6 кВ от 2с-6 кВ ПС-21 «Шуя»	ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	ТП. Договор 34-01793П/17 от 28.09.2017 9:47:00
АО «ПСК»	ЛЭП 6 кВ Л-3п-16, Л-3п-20, Карелия Респ., Петрозаводск г.	2 000	ячейка № 20 2с-6 кВ ПС-3п «ДСК», ячейка 6 кВ 1с-6 кВ ПС-3п «ДСК»	ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)	ТП. Договор 34-01439П/17 от 11.09.2017 11:31:00
ООО «Рыбогоровая сеть»	рыбоперерабатывающий завод, 186220, Карелия Респ., Кондопожский р-н, Кондопога г., Петрозаводское ш., кад. № 3У 10:03:001131:17	1 870	ячейка В-13 ПС-20 КОЗ, ячейка В-32 ПС-20 КОЗ	ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20)	ТП. Договор 34-00234П/17 от 10.03.2017 9:51:00

1	2	3	4	5	6	7
ООО «НОРД ПАРК»	парк отдыха и развлечений «Норд-парк», Республика Карелия, Сортавальский район, в районе оз. Рюгттю	1 762,8	резервная ячейка 2с. РУ 10 кВ ПС-94 «Кирьявалахти»	ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94)	2021	ТП. Договор 34-02541С/16 от 03.03.2017 0:00:00
ООО «ИМПЕРИАЛ»	здание холодильника, 186120, Карелия Респ., Пряжинский р-н, Пряжа пгт, земельный участок с кадастровым номером 10:21:0021304:52	1 300	проектируемая опора Проектируемая ВЛ 10 кВ от проектируемой ПС-35/10 кВ	ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	2021	ТП. Договор 34-01045П/19 от 05.08.2019 12:58:00
Григорьев Олег Александрович	здание, Карелия Респ., Петрозаводск г., в районе «Радиозавода», кад. № ЗУ 10:01:100117:51	900	проектируемая КЛ 10 кВ (Григорьев О. А.) от ПС-67 «Радиозавод» в РУ 10 кВ устанавливаемой заявителем ТП (для подключения ЗУ с кад. № 10:01:100117:51), максимальная мощность – 900 кВт	ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67)	2019	ТП. Договор 34-01798П/17 от 18.10.2017 14:29:00
Общество с ограниченной ответственностью «Онего-Золото»	технологическая лаборатория для разработки полезных ископаемых, 186139, Карелия Респ., Пряжинский р-н, кад. № ЗУ 10:21:00 00 00:132	740	опора № 241 ВЛ 10 кВ Л-19С-01-5	ПС-19С Вешкелица	2019	ТП. Договор 34-00208С/18 от 30.03.2018 13:42:00
АО «Карельский окатыш»	увеличение максимальной мощности по ПС 220 кВ Костомукша	17 410	приемный портал ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 1 на ПС 220 кВ Костомукша приемный портал ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 2 на ПС 220 кВ Костомукша	ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 1 и № 2	2022	ТУ № 370/ТУ-М7 (с изменениями № 1 от 19.03.2020) на основании заявки от 23.04.2015 № КО-15-2681 с корректировкой от 14.03.2016 № 0301-16-1400, договор ТП № 552/ТП-М7 от 12.12.2016

1	2	3	4	5	6	7
Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»	ПС-82 «Ладва» тяговая, Республика Карелия, Прионежский р-он, п. Ладва-Ветка	4 950	РЛ-187 ОРУ 110к В РП 110 кВ Ладва (РП-81)	РП 110 кВ Ладва (РП-81)	2021	ТП, Договор 34-00666П/19 от 29.07.2019 0:00:01
ООО «Промаренда»	производственное помещение, Республика Карелия, г. Петрозаводск, ул. Фабричная, д.5	2 800	ячейка выключателя В-32 РУ 6 кВ ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7)	ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7)	2019 ⁷	ТП, Договор 34-00404П/19 от 22.04.2019 13:59:00
АО «ПСК»	ВЛ-6 кВ Л-21-12, 186100, Карелия Респ, Прионежский р-н, пос. Шуя – пос. Чална (кадастровый номер линии электропередач 0273/40)	1 950	опора проектируемой ВЛ 6 кВ от новой ПС 110 кВ, 6 кВ	ПС 110 кВ Прионежская	2022	ТП, Договор 50-02/278 от 11.08.2011 0:00:01
ОАО «РЖД»	ТП 10 кВ Лобское (1 600 кВ.А)	1 370	ячейка № 4 и 17 РУ 10 кВ ПС 220 кВ Медвежьегорск	ПС 220 кВ Медвежьегорск	2020	
ООО «Ефимовский карьер»	Завод дробильно-сортировочный Лахденпохский р-он п. Хийтола	2 300	ячейка Л-85С на ПС-11с	ПС 110 кВ Кузнечная (Ленэнерго)	2021	ТП № 34-0185С/19 от 30.08.2019
ООО «СтройинвестКСМ»	жилая застройка, р-он Древянка II г. Петрозаводск	7 439,62	РУ 10 кВ РП-530	ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	2020	ПР0458-13 от 09.09.2019
ООО «НОВА ИНВЕСТ»	жилая застройка в г. Петрозаводске в районе пересечения пр. Карельского и пр. Комсомольского	872	РУ 10 кВ ТП-900 (фидер 22/68 и фидер 39/68 с ПС-68 110/10 кВ ОТЗ-2)	ПС 110 кВ Куковка (ПС-66)	2019	№ 257/17 ЭС от 27.09.2017
ООО «Строительная Компания «Невская Недвижимость»	реконструкция здания морской школы под многоэтажные жилые дома с размещением в нижних этажах объектов торгового, бытового и общественного назначения по ул. Береговой в г. Петрозаводске	1 200	РУ 0,4 кВ вновь устанавливаемой сетевой организацией кТП-1, 2-этап – РУ 0,4 кВ вновь устанавливаемой сетевой организацией кТП-2 подключение к сетям 10 кВ от РУ 10 кВ РП-23 (фидер 59/1 и 60/1)	ПС 110 кВ Петрозаводск (ПС-1)	2019	№ 409/17 ЭС от 11.12.2017
АО «Прионежская сетевая компания»	ВЛ 10 кВ Л-34-01	930	яч. 1 выключателя ВЛ-34-01 КРУ 10 кВ ПС-34 Лахденпохья	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	2019 ⁸	№ 34-00465С/19 от 27.09.2019

1	2	3	4	5	6	7
АО «Прионежская сетевая компания»	ВЛ 10 кВ ЛЛ-34-07	1 501	яч. 14 выключателя ВЛ-34-07 КРУ 10 кВ ПС-34 Лахденпохья	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	2019 ⁹	№ 34-00466С/19 от 11.09.2019
АО «Прионежская сетевая компания»	ВЛ 10 кВ ЛЛ-34-08	1 824	яч. 15 выключателя ВЛ-34-08 КРУ 10 кВ ПС-34 Лахденпохья	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	2019 ¹⁰	№ 34-00476С/19 от 11.09.2019
ООО «Строительная компания СеверСтрой»	ЛЭП 6 кВ от ПС 35 кВ ЗП ДСК: ЛЛ-3П-5, ЛЛ-3П-6, ЛЛ-3П-8, ЛЛ-3П-11, ЛЛ-3П-15, ЛЛ-3П-17, ЛЛ-3П-24	0 (1 450)	яч. 8 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК; яч. 15 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК; яч. 17 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК; яч. 24 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК; яч. 5 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК; яч. 6 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК; яч. 11 ЗРУ 6 кВ ПС-3П ДСК;	ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7)	2020	№ 34-00513П/19 от 04.06.2019

⁵ Реализован в октябре 2019 г.⁶ Реализован в декабре 2019 г.⁷ Реализован в октябре 2019 г.⁸ Реализован в декабре 2019 г.⁹ Реализован в декабре 2019 г.¹⁰ Реализован в декабре 2019 г.

При формировании прогноза мощности и электроэнергии для умеренно-оптимистического варианта развития учитывались:

1) заявки, по которым выданы технические условия на технологические присоединения и заключены договоры на технологическое присоединение, причем для концентрированных потребителей по сравнению с базовым вариантом увеличены коэффициенты спроса, отражающие повышение доверия частного бизнеса, и применения дополнительных мер стимулирующего характера в экономике;

2) данные о перспективных мощностях согласно «Информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства» в соответствии с письмом Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/3/102-06/7611 от 27 августа 2019 года (таблица 56);

3) данные о перспективных потребителях согласно информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства из источников, указанных в письме ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/50-03-05/8947 от 8 ноября 2019 года, потребляемая мощность которых составляет 670 кВт и более (таблица 57).

Кроме этого в соответствии с письмом № 9115/13.1-18/МЭР-и от 10 октября 2018 года Министерство экономического развития и промышленности Республики Карелия проводит работу по подготовке заявки на создание производственно-промышленной особой экономической зоны на территории Вяртсильского городского поселения Сортавальского муниципального района.

В рамках указанной работы Министерством во взаимодействии с уполномоченными органами государственной власти проведен анализ сведений о наличии на территории, где предполагается создание ОЭЗ, объектов внутренней и внешней инженерной, транспортной и иной инфраструктуры, которые возможно использовать для целей функционирования и развития ОЭЗ.

По информации Министерства, суммарная мощность, заявленная потенциальными резидентами особой экономической зоны на территории Вяртсильского городского поселения Сортавальского муниципального района, составит 35 МВт.

Таблица 56

Данные о перспективных мощностях согласно «Информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства» в соответствии с письмом Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/3/102-06/7611 от 27 августа 2019 года

Наименование ПС	Наименование потребителя	Местоположение энергопринимающего устройства	Присоединяемая мощность, кВт
ПС 35 кВ Элисенваара (ПС-8С)	дробильно-сортировочный завод	п. Элисенваара	1 000
ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20)	лесопильный завод	г. Кондопога	3 000
ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)	деревообрабатывающий комбинат	г. Петрозаводск	4 000
ПС 110 кВ Сортавала (ПС-27)	КВЛ 6 кВ	г. Сортавала	3 000
ПС 35 кВ Леппясюрья (ПС-40С)	карьер	п. Леппясюрья	800
ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П)	КЛ 10 кВ	г. Петрозаводск	2 200

Таблица 57

Данные о перспективных потребителях согласно информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства из источников, указанных в письме ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/50-03-05/8947 от 8 ноября 2019 года, потребляемая мощность которых составляет 670 кВт и более

№ п/п	Источник информации	Наименование проекта	Присоединяемая мощность (предполагаемая), кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Планируемые сроки реализации
1	2	3	4	5	6
Жилая застройка					
1.	Генеральный план города в границах территории Петрозаводского городского округа	многоэтажная жилая застройка в районе станции Томицы Октябрьской ж/д	4 780	ПС 110 кВ Логмозеро (ПС-83), ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС-52П), ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П)	2024
2.		индивидуальное жилищное строительство в районе пересечения Древлянского шоссе и улицы Чапаева	16 000	ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67), ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	2024
3.	Документация по планировке территории микрорайона «Древлянка-9» жилого района «Древлянка II»	строительство жилого района общей площадью квартир 116,291 тыс. кв. м на территории микрорайона «Древлянка-9» жилого района «Древлянка II» в городе Петрозаводске	2 325,8	ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	2024
4.	Документация по планировке территории микрорайона «Древлянка-7» жилого района «Древлянка II»	строительство 85-квартирного жилого дома общей площадью квартир 37,045 тыс. кв. м на территории микрорайона «Древлянка-7» жилого района «Древлянка II» в городе Петрозаводске	740,9	ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	2024
5.	Проект планировки территории микрорайона № 1 жилого района «Кукковка III» в городе Петрозаводске	строительство жилого района общей площадью квартир 112,62 тыс. кв. м на территории микрорайона № 1 жилого района «Кукковка III» в городе Петрозаводске	2 252,4	ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	2024
6.	Проект планировки микрорайона «Усадьбы» жилого района «Кукковка-III» в городе Петрозаводске	строительство жилого района общей площадью квартир 112,62 тыс. кв. м на территории микрорайона «Усадьбы» жилого района «Кукковка III» в городе Петрозаводске	2 038,4	ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68)	2024
Физкультурно-спортивные и оздоровительные учреждения					
7.	Проект планировки рекреационной	комплекс открытых плоскостных физкультурно-спортивных сооружений – 49,556 тыс. кв. м	991,12	ПС 220 кВ Древлянка, ПС 110 кВ	2024

1	2	3	4	5	6
	зоны для организации отдыха, туризма, занятий физической культурой и спортом в городе Петрозаводске			Кукковка (ПС-66)	
8.		комплекс «Ледовый дворец» – 4 101 чел.	1 640,4	ПС 220 кВ Древлянка, ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	2024

Балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия складываются со значительным дефицитом.

Потребность в электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в период до 2024 года обеспечивается за счет собственных энергоисточников только на 57,9 – 62,7%. Остальная часть потребности в электроэнергии, как и прежде, будет покрываться за счет передачи из смежных энергосистем: Мурманской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

В таблицах 53 – 54 приведены прогнозные балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия на 2024 год.

В умеренно-оптимистическом варианте по сравнению с базовым вариантом на конец прогнозируемого периода рассмотрен более высокий уровень электропотребления и мощности с учетом реализации инвестиционных проектов и создания новых предприятий.

С учетом вышесказанного балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в умеренно-оптимистическом варианте складываются с дефицитом, превышающим аналогичные показатели базового варианта.

При этом дополнительные собственные источники генерации смогли бы сократить потребность в получаемой электроэнергии, улучшить энергетическую ситуацию в республике и повысить надежность электроснабжения потребителей Карелии.

Наиболее реальным мероприятием для снижения дефицита электроэнергии и мощности энергосистемы могло бы стать расширение Петрозаводской ТЭЦ (ввод энергоблока электрической мощностью 180 МВт). Однако филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» в перспективе до 2024 года не рассматривает ввод нового энергоблока на Петрозаводской ТЭЦ ввиду отсутствия механизма долгосрочного возврата инвестиций.

Конкретные площадки размещения замещающих мощностей должны определяться по результатам проведения технико-экономического обоснования, в качестве приоритетных целесообразно рассмотреть площадки в районе г. Медвежьегорска и г. Петрозаводска.

4.8. Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в Республике Карелия в период 2019 – 2024 годов, проведено на основании анализа информации по вводу/выводу мощности на электростанциях в рассматриваемый период, инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» и Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», а также выданных технических условий на присоединение потребителей.

В таблице 58 перечислены мероприятия по вводам и реконструкции электросетевых объектов, планируемые к проведению в ходе реализации утвержденной инвестиционной программы Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» 2016 – 2025 годов, инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» 2020 – 2024 годов и выданных технических условий на присоединение потребителей. Все мероприятия, приведенные в таблице 58, учитываются в базовом варианте развития.

Таблица 58

Перечень электросетевых объектов 35 кВ и выше, планируемых к строительству/реконструкции на период 2019 – 2024 годов в соответствии с утвержденной инвестиционной программой Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» на 2016 – 2025 годы, инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2019 года № 36@, и выданными техническими условиями на присоединение потребителей

Наименование объекта	Срок ввода	Технические показатели			Примечание	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		МВ·А	км	марка и сечение провода			
1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция ПС 220 кВ Сортавальская. Замена БСК 110 кВ 2 x 17,5 Мвар	2020	2 x 17,5 Мвар			реконструкция ПС 220 кВ Сортавальская: установка БСК 110 кВ 2 x 17,5 Мвар, выключатель 110 кВ (2 шт.), ТТ 110 кВ (2 комплекта)	обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергорайона западной Карелии. Обеспечение допустимых уровней напряжений на подстанциях энергорайона западной Карелии при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Лясколя – Суоярви в ремонтных схемах с отключением ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129) или ВЛ 110 кВ Лоймола – Суоярви (Л-132).	ПАО «ФСК ЕЭС»
Строительство РП 220 кВ Белый Порог (РУ 220 кВ МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2») с заходами ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 и 2 на РП 220 кВ Белый Порог	2019 ¹¹	4 x 32	4 x 7,5	АС-300	выдача мощности МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»	ТУ на ТП ООО «НГБП», утвержденные 22.12.2015 с изменениями № 1 от 01.10.2018 и изменениями № 2 от 24.05.2019 с изменениями № 3 от 22.10.2019 на основании ДПП № 638/ТП от 21.01.2016 ТУ на ТП ООО «НГБП», утвержденные 22.12.2015 с изменениями № 1 от 01.10.2018 и изменениями № 2 от 24.05.2019 с изменениями № 3 от 22.10.2019 на основании ДПП № 639/ТП от 21.01.2016	ООО «НГБП»
Строительство второй цепи 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Пулгинская ГЭС (ГЭС-9) – Ондская ГЭС (ГЭС-4)	2022		291,32	2 x АС-400	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Карелия и Мурманской области	необходимость ввода графиков временного отключения при нормативном возмущении с отключением ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск в единичной ремонтной схеме ВЛ 330 кВ	ПАО «ФСК ЕЭС»

¹¹ Мероприятие реализовано в 2019 г.

1	2	3	4	5	6	7	8
Строительство РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский) с установкой управляемого пунтирующего реактора (УШР) 180 Мвар	2022	1 x 180 Мвар			обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области	Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 (или наворот, отключение ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск); обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области. Реализуется в рамках проекта «Строительство ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская ГЭС – ПС 330/110/35 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – ОРУ 330 кВ Ондской ГЭС (3-й и 4-й участки)»	ПАО «ФСК ЕЭС»
Строительство РП 330 кВ Борей (Путкинский) с установкой пунтирующего реактора 100 Мвар	2022	1 x 100 Мвар			обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области		ПАО «ФСК ЕЭС»
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) в г. Петрозаводске	2021				замена 3 дугогасящих реакторов 10 кВ: КТ1-10-1, КТ1-10-2, КТ2-10 и 3 трансформаторов для подключения дугогасящих реакторов 10 кВ на 2 дугогасящих реактора 10 кВ новой модификации	акт-предписание № АП-СЗ-048/15ЦП от 17.04.2015 (п. 32)	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Пай (ПС-6) с заменой трансформаторов тока 110 кВ в количестве 3 шт.	2019 ¹²				замена трансформаторов тока 110 кВ в количестве 3 шт.	мероприятия по повышению эффективности противоаварийного управления энергоблоками района города Петрозаводска и западной Карелии (план-график от 17.05.2018 г.)	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск	2022	1 x 180 Мвар	278	2*АС-400	строительство одноцепной ВЛ 330 кВ	обеспечение надежности электроснабжения потребителей	ПАО «ФСК ЕЭС»

¹² Мероприятие реализовано в 2019 г.

1	2	3	4	5	6	7	8
					Ондская ГЭС – Петрозаводск с установкой управляемого шунтирующего реактора на ПС 330 кВ Петрозаводск мощностью 180 Мвар	Республики Карелия и Мурманской области	
Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ ПС Тихвин – Литейный – Петрозаводск	2021		280	2 x AC-400	строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Тихвин – Литейный – Петрозаводск	обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области	ПАО «ФСК ЕЭС»
Строительство подстанции 110 кВ «Прионежская» с установкой трансформаторов 2 x 16 МВ·А, «врезкой» в ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) и переводом Л-58П, Л-56П, ВЛ-10 кВ от ПС 35 кВ Вилга (ПС-9П), общая протяженность линий 3,9 км	2022 (2024)	16 (16)	0,45 (3,45)		строительство ПС 110 кВ Прионежская с установкой одного трансформатора 16 МВ·А и организацией заходов 110 кВ (0,45 км) и подключением нагрузки АО «ПСК» (установка второго трансформатора 16 МВ·А и организация заходов 35 кВ (3,45 км)	существующая пропускная способность сетей 35 кВ и трансформаторных связей ПС района ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) себя исчерпала, требуется комплексный подход по устранению данного проблемного места ГУ от 05.02.2018 на основании ДПП № 50-02/278 от 11.08.2011	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Техническое перевооружение подстанции 35 кВ № 34К «Волома» в Муезерском районе с заменой вакуумных выключателей 35 кВ в количестве 3 шт. на вакуумные выключатели 35 кВ в количестве 3 шт.	2021				замена вакуумных выключателей 35 кВ в количестве 3 шт. на вакуумные выключатели 35 кВ в количестве 3 шт.	протокол заседания Совета директоров ПАО «МРСК Северо-Запада» №303/16 от 25.12.2018	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Техническое перевооружение ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) с оснащением устройствами АОСН – 2 комплекта	2020				оснащение устройствами АОСН – 2 комплекта	план-график мероприятий по повышению эффективности противоаварийного управления энергорайона города Петрозаводска	ПАО «МРСК Северо-Запада»

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция подстанции ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 шт., установка блока с вакуумным выключателем 35 кВ, заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в количестве 15 шт.	2021				замена ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 шт., установка блока с вакуумным выключателем 35 кВ, замена масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в количестве 15 шт.	и западной Карелии от 17.05.2018, утвержденный первым заместителем Генерального директора – главным инженером ПАО «МРСК Северо-Запада» Д. В. Ягодкой, заместителем Генерального директора филиала АО «СО ЕЭС» А. В. Могиным, заместителем генерального директора ПАО «ТПК-1» – главным инженером, директором филиала «Невский» А. И. Воробьевым, и. о. первого заместителя генерального директора – главного инженера Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада К. А. Агапкиным о необходимости выполнения мероприятий, в том числе по оснащению устройствами АОСН ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67)	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Полярный Круг – Катозеро (Л-150) с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине, длина линии – 16,041 км, расширение трассы 16 га	2023		16,041	АС-185/29	замена провода с АС-185 на провод АС-185/29 для повышения надежности железнодорожного транзита и электроснабжения потребителей	высокий технический износ существующего объекта Акт ТО от 31.05.2017	ПАО «МРСК Северо-Запада»

1	2022	10,224	АС-185/29	6	7	8
<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Ка-тозеро – Чула (Л-151) с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине, длина линии – 10,224 км, расширение трассы 12 га</p>	2022	10,224	АС-185/29	<p>замена деревянных опор на металлические и замена провода с АС-185 на провод АС-185/29 для повышения надежности железнодорожного транзита и электроснабжения потребителей</p>	<p>высокий технический износ существующего объекта. Акт ГО от 14 июня 2016 года</p>	<p>ПАО «МРСК Северо-Запада»</p>
<p>Реконструкция ПС 220 кВ Деревлянка</p>	2022			<p>реконструкция РУ 220 кВ: замена 5 выключателей 220 кВ (в том числе установа нового секционного выключателя СШ 220 кВ)</p>	<p>необходимость ввода ограниченной на минимальную фактическую нагрузку Петрозаводской ТЭЦ в исходной схеме сети для обеспечения превышения значений АДПН связи 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) ПС 220 кВ Деревлянка (ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1)/ ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188)/ВЛ 110 кВ Ладва – Пай (Л-187)/ВЛ 110 кВ Деревлянка – Ладва (Л-186)/ВЛ 110 кВ Станкозавод – Деревлянка (Л-185)/ ВЛ 110 кВ Деревлянка – Станкозавод (Л-184) в послеаварийном режиме при отключении одной из несекционированной системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Деревлянка. Отключение вышедшего из строя 110 кВ действующим АОПО недопустимо, т. к. приводит к перегрузке оставшихся двух связей района 110 кВ сверх АДПН. Повышенные риски отключения потребителей энергорайона города Петрозаводска действующим ПА (АОСН, АОПО) в объеме до 80 МВт с последующей необходимостью перевода нагрузки в графики</p>	<p>ПАО «ФСК ЕЭС»</p>

1	2	3	4	5	6	7	8
Техническое перевооружение ПС 220 кВ Древянка	2021				установка САОН и оснащение ВЛ 110 кВ Древянка – Станкозавод устройством АОПО	временного отключения потребителей (ГВО) в послеаварийных режимах с отключением одиночной несекционированной системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Древянка при прохождении летних нагрузок в режимах планового останова Петрозаводской ТЭЦ на профилактический ремонт; необходимость осуществления технологического присоединения потребителей к электрическим сетям по действующим ТУ на ТПП в энергорайоне г. Петрозаводска в объеме 94,4 МВт; физическое и моральное старение оборудования ПС, ненадежная схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Древянка (объект введен в работу в 1957 г.)	ПАО «ФСК ЕЭС»
Противоаварийная автоматика на Петрозаводской ТЭЦ	2020				установка АОПО на ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л1-173) и ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л1-118) со стороны Петрозаводской ТЭЦ	план-график мероприятий по повышению эффективности противоаварийного управления энергоблоками города Петрозаводска и западной Карелии, утвержденный 17 мая 2018 года	ПАО «ПСК-1»
Реконструкция ВЛ 35 кВ Л1-50к «ПС-35 Кривой Порог – ПС-36 Белый Порог» с заменой 93 опор, 8,288 км провода, 3,397 км грозотроса и расширением просек 40,27 га	2023		8,288	АС-95/16	замена 93 опор и провода, длина линии – 8,288 км, замена провода АС-95/16 мм на АС-95/16 мм	акт ТО от 09.08.2017; высокий технический износ существующего объекта	ПАО «МРСК Северо-Запада»

1	2	3	4	5	6	7	8
Техническое перевооружение подстанции 35 кВ № 23К «Плотина» в Лоухском районе с заменой силовых трансформаторов 35 кВ 2 х 2 500 кВ·А на силовые трансформаторы 35 кВ 2 х 2500 кВ·А	2024	2 х 2,5			сокращение затрат на ремонт оборудования 35 кВ ПС-23к «Плотина»	протокол заседания Совета директоров ПАО «МРСК Северо-Запада» № 303/16 от 25.12.2018	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5) с установкой выключателей 110 кВ (2 шт.), заменой масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), организацией СОПТ (1 компл.), установкой ступенчатых защит 110 кВ (2 компл.), установкой полуккомплекта основной защиты ВЛ Л1-186	2022				повышение надежности транзита 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – ПС 220 кВ Деревянка, повышение надежности электроснабжения ПС 110 кВ Ладва (ПС-82) (ОЖД)	отсутствие полуккомплекта НВЧЗ ВЛ 110 кВ Деревянка – Ладва (Л1-186) со стороны ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5) не позволяет вести в работу, установленную в результате реконструкции НВЧЗ ВЛ 110 кВ Деревянка – Ладва (Л1-186) на РП 110 кВ Ладва РП-81). Для установки вышеуказанных защит необходима реконструкция ОРУ	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) с заменой масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), установкой трансформаторов тока (21 шт.), организацией СОПТ (1 компл.), установкой полуккомплекта ДЗЛ ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л1-121) на ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) и заменой РЗА комплектов ступенчатых защит линий 110 кВ (2 компл.), автоматики управления выключателя (1 компл.), центральной сигнализации (1 компл.)	2020				реконструкции существующего комплекса РЗ ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л1-121) с установкой полуккомплекта ДЗЛ на ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20)	отсутствие полуккомплекта ДЗЛ ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л1-121) со стороны ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) не позволяет вести в работу установленную в результате реконструкции ДЗЛ ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л1-121) на Кондопожской ГЭС	ПАО «МРСК Северо-Запада»
Строительство ПС 35/10 кВ Ефимовский карьер	2021	2 х 1,25, 1 х 0,63	9,3	АС-70	установка трансформаторов 2 х 1,25 МВ·А, 1 х 0,63 МВ·А	ТУ к ПП № 34-0185С/19 от 30.08.2019	ООО «Ефимовский карьер»
					сооружение ВЛ 35 кВ Липпола – Ефимовский карьер (9,3 км, АС-120)		
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Сетежа – Полов Порог (Л1-33К) до Сегозерская МГЭС ³	2022		1		строительство отпайки от ВЛ 35 кВ	схема выдачи мощности Сегозерской МГЭС, П-58/18-04/1-401-735-ПЗ изм. 2	ПАО «МРСК Северо-Запада»

1	2	3	4	5	6	7	8
					Сетежа – Попов Порог (Л-33К) до Сегозерской МГЭС для осуществления выдачи мощности Сегозерской МГЭС		

¹³ Возможна корректировка в соответствии с разрабатываемой схемой выдачи мощности электростанции.

При разработке СиПР электроэнергетики Республики Карелия на период до 2024 года соблюдались следующие основные положения:

высшее напряжение в энергосистеме Республики Карелия – 330 кВ. По сети 330 кВ обеспечивается передача мощности от крупнейшей электростанции энергосистемы Мурманской области – Кольской АЭС в энергосистему Республики Карелия. Предусматривается дальнейшее развитие сети 330 кВ;

усиление межсистемного транзита 330 – 220 кВ и распределительных сетей напряжением 35 – 110 кВ с целью повышения надежности электроснабжения существующих потребителей Республики Карелия и обеспечения электроснабжения расширяемых и намечаемых к строительству и вводу новых предприятий;

более полное использование существующих сетей;

реконструкция и техническое перевооружение действующих электросетевых объектов, период эксплуатации которых превышает нормативные сроки;

ограничение расхода электроэнергии на ее транспорт;

мероприятия, обеспечивающие поддержание требуемых уровней напряжения в сети и качество электроэнергии.

Южные районы Республики Карелия

Город Петрозаводск и прилегающий район

Потребление энергорайона г. Петрозаводска покрывается за счет генерации Петрозаводской ТЭЦ (установленная электрическая мощность станции 280 МВт) и перетоков мощности:

через два АТ ПС 220 кВ Древлянка (2 x 125 МВ·А);

по транзиту 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Кондопожская ГЭС (ГЭС-1) – ПС 220 кВ Суоярви (Сунский транзит);

по транзиту 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) – ПС 220 кВ Суоярви (Ведлозерский транзит);

по транзиту 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – ПС 220 кВ Древлянка (Ольховецкий транзит).

В настоящее время ПС 220 кВ Древлянка имеет двустороннее питание от ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древлянка и ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка. Учитывая, что данная ПС находится в эксплуатации с 1957 года, а ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «одна система шин с выключателями на присоединениях» без установки секционного выключателя, любая аварийная ситуация на шинах ОРУ 220 кВ приводит к полному погашению ПС и, как следствие, к потере единственной связи 220 кВ энергорайона г. Петрозаводска с энергосистемой. При этом возможность покрытия дефицита района в данной послеаварийной схеме определяется загрузкой оставшихся трех транзитов 110 кВ и уровнем генерации Петрозаводской ТЭЦ. В настоящее время мероприятия по реконструкции ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка внесены в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС».

Для повышения надежности транзита 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – ПС 220 кВ Древлянка предусматривается реконструкция и техническое перевооружение ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5) с установкой выключателей 110 кВ (2 шт.), заменой масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), организацией СОПТ (1 компл.), установкой ступенчатых защит 110 кВ (2 компл.), установкой полуккомплекта основной защиты ВЛ Л-186 и ВЛ Л-185.

В настоящее время электроснабжение района ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) – ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) обеспечивается по протяженной ВЛ 35 кВ. Для снижения потерь при передаче электроэнергии, снижения загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) и ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и для повышения надежности электроснабжения существующих и присоединения новых потребителей необходимо строительство нового центра питания в Прионежском районе. Анализ загрузки ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), Шуя (ПС-21), ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ПС 35 кВ Вилга (ПС-9П) с учетом контрольных замеров за пятилетний период, заключенных договоров на ТП и заявок на ТП показал, что загрузка данных ПС превышает допустимую (приложение 7). В связи с этим на 2022 год и далее предлагается строительство нового ЦП ПС 110 кВ Прионежская. Согласно ТУ 306П/11-005 от 19.06.2017 года на ТП энергоустановок АО «ПСК» к электрическим сетям Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» планируется строительство ПС 110 кВ Прионежская.

В целях развития электроэнергетики г. Петрозаводска АО «ОРЭС – Петрозаводск» разработан план первоочередных мероприятий по капитальному ремонту и модернизации электрических сетей г. Петрозаводска, а также долгосрочный план организационно-технических мероприятий по поэтапной модернизации и реконструкции действующих электрических сетей г. Петрозаводска на период 2015 – 2030 годов в общем объеме необходимых расходов более 3 млрд. рублей. Указанный план предусматривает разработку проектов и осуществление мероприятий по полному обновлению элементов наружных электрических сетей г. Петрозаводска для повышения надежности электроснабжения потребителей в условиях постоянного роста нагрузок.

Район г. Кондопоги и Кондопожской ГЭС

В настоящее время электроснабжение большей части бытовой и мелко-моторной нагрузки потребителей г. Кондопоги осуществляется на напряжении 6 кВ от Кондопожской ГЭС (ГЭС-1).

Учитывая то обстоятельство, что ВЛ 110 Кондопожская ГЭС – КЦБК (Л-123) отключена, электроснабжение района осуществляется по транзиту одноцепных ВЛ 110 кВ протяженностью порядка 50 км от Петрозаводской ТЭЦ и по ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Суоярви – Пальеозерская ГЭС – Кондопожская ГЭС протяженностью более 200 км.

Медвежьегорский и Пудожский муниципальные районы

Электроснабжение Медвежьегорского и Пудожского районов осуществляется от ПС 220 кВ Медвежьегорск. Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей Пудожского района, расположенных на северо-восточном берегу Онежского озера, а также г. Пудожья осуществляется по транзиту одноцепных ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Медвежьегорск протяженностью порядка 220 км.

Одним из приоритетных проектов для реализации в рамках федеральной целевой программы «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года» является Пудожский мегапроект.

Его целью являются разведка и промышленная разработка Пудожгорского месторождения титаномагнетитовых руд, Аганозерского месторождения хромовых руд и Шалозерского месторождения хромо-медно-никелево-платинометаллических руд Бураковского массива, а также создание на их базе ряда крупных промышленных производств.

В настоящее время реализация проекта находится на стадии намерений.

После принятия решения о реализации в составе проектной документации предполагаемых к строительству производств следует разработать схемы их внешнего электроснабжения. Для реализации мегапроекта в целом в соответствии с предполагаемым электропотреблением 6 – 7 млрд. кВт·ч требуется сооружение новых генерирующих мощностей.

Западные районы Республики Карелия

В западной части Республики Карелия расположены г. Суоярви, г. Сортавала, г. Питкяранта, г. Лахденпохья и пос. Ляскеля.

В настоящее время электроснабжение потребителей указанных населенных пунктов осуществляется по сетям 220 кВ и 110 кВ, в том числе по одноцепным ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви, ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви и ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская, суммарная протяженность которых порядка 227 км, а также по Сунскому транзиту 110 кВ, Ведлозерскому транзиту 110 кВ, по транзиту 110 кВ ПС 110 кВ Кузнечная (ПС-57) – ПС 220 кВ Сортавальская (Кузнечный транзит). Однако при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви (в режиме зимнего максимума электропотребления 2024 года) уровни напряжений в сети 35 – 110 кВ находятся в допустимых пределах. Дополнительного сетевого строительства не требуется.

Пропускная способность ЛЭП района Западно-Карельских сетей 35 кВ по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания исчерпана при перспективных нагрузках в режимах максимальных нагрузок 2024 года.

Рост нагрузок в перспективных режимах вызван подключением ПС 35 кВ Ефимовский карьер. В соответствии с утвержденными ТУ потребитель ООО «Ефимовский карьер» подключается по III категории электроснабжения и ПС 35 кВ Ефимовский карьер оснащается устройствами АОСН.

Северные районы Республики Карелия

В северной части Республики Карелия расположены г. Беломорск, г. Кемь, г. Сегежа, г. Костомукша и пгт Калевала. В период до 2021 года на указанных территориях предусматривается строительство новых и реконструкция существующих ВЛ и ПС.

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС России 2020 – 2026 к 2022 году предусматривается завершение строительства и ввод в работу РП 330 кВ Борей (Путкинский) и новой ВЛ 330 кВ Лоухи – РП 330 кВ Борей (Путкинский) с выполнением заходов на РП 330 кВ Борей (Путкинский) существующих ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи, ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, а также строительство и ввод в работу РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский) и новой ВЛ 330 кВ РП Путкинский – РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский) с выполнением заходов ВЛ 330 кВ РП 330 кВ Борей (Путкинский) – Ондская ГЭС и ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога. Завершение строительства позволит увеличить

пропускную способность транзита 330 кВ между энергосистемой Мурманской области и энергосистемой Республики Карелия для выдачи запертой мощности электростанций энергосистемы Мурманской области и покрытия дефицита энергосистемы Республики Карелия, что приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Карелия за счет снижения рисков аварийного выделения энергосистемы на изолированную работу с дефицитом мощности.

По результатам расчета режима работы сети 110 кВ (паводок 2020 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) составит 139,1% от длительно допустимой и достигает 113,7% от аварийно допустимого значения, для ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) составит 128,6% и достигает 105,1% от аварийно допустимого значения. Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) с действием на ограничение генерации каскада Выгских ГЭС объемом 31 МВт позволит снизить загрузку ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) до длительно допустимых значений. В связи с тем что в режиме паводка не проводятся ремонты ЛЭП в избыточном районе Каскада Выгских ГЭС, также, при необходимости, на стадиях планирования и оперативного управления режимом ограничивается генерируемая мощность Каскада Выгских ГЭС с целью недопущения перегрузки ЛЭП и оборудования в послеаварийной схеме сети, поэтому данное мероприятие рассматривается в рамках умеренно-оптимистического варианта развития.

По результатам расчета режима работы сети 110 кВ (паводок 2020 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) составит 106,2% от длительно и аварийно допустимого значения, ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112) – 101% от длительно и аварийно допустимого значения. Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) с действием на ограничение генерации Выгского Каскада ГЭС объемом 8 МВт позволит снизить загрузку ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) до длительно допустимых значений. В связи с тем, что в режиме паводка не проводятся ремонты ЛЭП в избыточном районе Каскада Выгских ГЭС, также, при необходимости, на стадиях планирования и оперативного управления режимом ограничивается генерируемая мощность Каскада Выгских ГЭС с целью недопущения перегрузки ЛЭП и оборудования в послеаварийной схеме сети, поэтому данное мероприятие рассматривается в рамках умеренно-оптимистического варианта развития.

В 2020 году предусматривается ввод МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» соответственно. Для выдачи мощности МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» в 2019 году построен РП 220 кВ Белый Порог с заходами к двум ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша.

4.9. Уточнение узких мест в электрической сети напряжением 35 кВ и выше и мероприятия по их ликвидации на основании расчетов электрических режимов

В данном разделе в дополнение к разделу 4.8. на основании расчетов электрических режимов выявлены узкие места для базового и умеренно-оптимистического вариантов роста электропотребления в энергосистеме Республики Карелия. Для устранения этих узких мест в электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы предполагается выполнить следующие мероприятия:

1. Увеличение трансформаторной мощности существующих ЦП.

С целью своевременного выявления дефицитных по мощности ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Карелия на перспективный период до 2024 года произведен анализ загрузки данных ЦП.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2020 – 2024 годов произведено на основе собственных максимальных нагрузок ЦП.

Расчет суммарных максимальных нагрузок ЦП произведен методом прямых электрических расчетов. Для определения максимальной электрической нагрузки ПС применяются коэффициенты несовпадения максимумов нагрузки ПС и совмещения максимума нагрузки потребителей. Значения коэффициентов определены согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 6 мая 2014 года № 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».

Анализ загрузки ЦП произведен для двух вариантов: базового и умеренно-оптимистического – и представлен для наиболее загруженных ЦП в таблицах 59 и 60. Максимально допустимый уровень загрузки трансформатора предварительно определен на уровне 105% от $I_{ном}$. В таблице 60 (умеренно-оптимистический вариант развития) приведены только те ЦП, на которые ожидается дополнительный прирост мощности.

Таблица 59

**Перечень наиболее загруженных ЦП напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме
Республики Карелия в период 2020 – 2024 годы по базовому варианту**

Наименование питающего центра	ТР	Класс напряжения трансформатора, кВ	S _{ном.р} МВ·А	Максимальная фактическая нагрузка за 2016 – 2018 гг.		Прирост мощности ¹⁴ по АТП и договорам 2019 – 2024 гг., кВт	Нагрузка трансформаторов на 2024 гг.		
				S, МВ·А	S/S _{ном.р} , %		до 670 кВт	670 кВт и выше	S, МВ·А
ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94)	T-1	115/38,5/11	6,3	3,04	99	36 (253,5)	1 762,8 (0)	3,81	125,0
	T-2	115/38,5/11	10	3,20				4,07	
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	T-1	115/38,5/11	10	4,39	111	1 012 (1 837,3)	0 (1 500)	6,37	132,2
	T-2	115/38,5/11	10	6,67				6,85	
	T-3	35/11	6,3	0,00				0	
ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)	T-1	115/38,5/11	10	1,22	90,7	2 248,5 (498,4)	0 (0)	2,06	121,4
	T-2	115/38,5/11	6,3	4,49				5,59	
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	T-1	115/11	16	5,94	107	0 (0)	0 (0)	5,94	107,0
	T-2	115/11	16	11,17				11,17	
ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	T-1	115/10,5	25	12,48	136	0 (0)	0 (0)	12,48	136,1
	T-2	115/11	16	9,30				9,30	
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	T-1	115/38,5/11	10	5,31	160	287,7 (1 221)	0 (0)	5,69	165,7
	T-2	115/38,5/11	10	10,67				10,88	
ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	T-1	115/38,5/6,6	25	13,10	116	245 (438,5)	2 251 (0)	14,26	124,4
	T-2	115/38,5/6,6	25	15,77				16,84	
ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	T-1	35/6,3	6,3	5,70	118	15 (0)	0 (0)	5,70	118,1
	T-2	35/6,3	6,3	1,74				1,74	
ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)	T-1	35/10,5	6,3	2,48	144	498,4 (0)	0 (0)	2,64	157,2
	T-2	35/10,5	2,5	1,13				1,29	
ПС 35 кВ Эссойла (ПС-42П)	T-1	35/11	6,3	1,37	105	1 280 (0)	0 (0)	1,74	123,3
	T-2	35/11	4	2,82				3,19	

¹⁴ В скобках указан прирост мощности на смежных ПС 35 кВ.

Перечень наиболее нагруженных ЦП напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Карелия в период 2020 – 2024 годов по умеренно-оптимистическому варианту

Наименование питающего центра	ТР	Класс напряжения трансформатора, кВ	S _{ном} , МВ·А	Максимальная фактическая нагрузка за 2016 – 2018 гг.		Прирост мощности по заявкам на 2024 гг., кВт	Нагрузка трансформаторов на 2024 гг.	
				S, МВ·А	S/S _{ном} , %		S, МВ·А	S/S _{ном} , %
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	T-1	115/38,5/11	10	4,39	111	4 255	7,40	152,8
	T-2	115/38,5/11	10	6,67			7,87	
	T-3	35/11	6,3	0,00			0	
ПС 110 кВ Куковка (ПС-66)	T-1	115/11	16	5,94	107	4 884	7,126	121,7
	T-2	115/11	16	11,17			12,351	
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	T-1	115/38,5/11	10	5,31	160	1 300	6,002	172,0
	T-2	115/38,5/11	10	10,67			11,195	
ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)	T-1	115/38,5/6,6	10	1,38	82	4 000	2,711	108,3
	T-2	115/38,5/6,6	10	6,79			8,121	
ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)	T-1	35/6,3	5,6	0,69	25	5 875	2,972	106,3
	T-2	35/6,3	7,5	0,70			2,983	

Анализ прогнозной нагрузки за период 2020 – 2024 годов для базового варианта выявил 10 нижеперечисленных ЦП, нагрузка которых превысила предварительно принятый уровень нагрузки трансформаторов (нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов ЦП составила свыше 105%) (базовый вариант):

- 1) ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34);
- 2) ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66);
- 3) ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70);
- 4) ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64);
- 5) ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П);
- 6) ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П);
- 7) ПС 110 кВ Шуя (ПС-21);
- 8) ПС 110 кВ Березовка (ПС-63);
- 9) ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94);
- 10) ПС 35 кВ Эссойла (ПС-42П).

Анализ прогнозной нагрузки ЦП в режиме отключения трансформатора большей мощности для умеренно-оптимистического варианта на этап 2020 – 2024 годов выявил дополнительно к перегружаемым в базовом варианте центрам питания следующие ЦП, нагрузка которых превысила предварительно принятый допустимый уровень нагрузки трансформаторов (в таблице 60 данные ЦП выделены цветом): (умеренно-оптимистический вариант):

- 1) ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23);
- 2) ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П).

По выявленным центрам питания, нагрузка которых превысила допустимый уровень нагрузки трансформаторов, проведен дополнительный анализ суточной нагрузки с учетом возможности резервирования по сетям среднего и низшего напряжения (35/6 – 10 кВ).

Рассмотрим ЦП с повышенной токовой нагрузкой подробнее. В таблице 61 представлена марка и возрастная структура центров питания с повышенной токовой нагрузкой на текущий момент и перспективу 2024 года. Возможность резервирования ЦП с повышенной токовой нагрузкой по сети низшего и среднего напряжения представлена в таблице 62.

Перспективная суммарная нагрузка ЦП с повышенной токовой нагрузкой с учетом договоров на технологическое присоединение приведена в таблице 63. В таблице 64 приведены суточные почасовые графики нагрузки для ЦП с повышенной токовой нагрузкой в зимний и летний период на 2024 год.

Данные по трансформаторному оборудованию ЦП с повышенной токовой нагрузкой

Наименование питающего центра	ТР	Марка трансформатора	I _{ном} , А	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации	
					2019 г.	2024 г.
ПС 110 кВ Клярвалахти (ПС-94)	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	33	2003	16	21
	T-2	ТДТН-10000/110/35/10	52	1984	35	40
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	52	2004	15	20
	T-2	ТДТН-10000/110/35/10	52	2003	16	21
	T-3	ТМ-6300/35/10	33	2002	17	22
ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	52	1975	44	49
	T-2	ТМТН-6300/110/35/10	33	1995	43	48
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	T-1	ТДН-16000/110/10	84	1985	34	39
	T-2	ТДН-16000/110/10	84	1978	41	46
ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	T-1	ТРДН-25000/110/10	131	2007	12	17
	T-2	ТДН-16000/110/10	84	1982	37	42
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	52	1993	25	30
	T-2	ТДТН-10000/110/35/10	52	1993	25	30
ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	131	2008	11	16
	T-2	ТДТН-25000/110/35/6	131	2008	11	16
ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	T-1	ТМН-6300/35/6	104	1976	43	48
	T-2	ТМН-6300/35/6	104	1976	43	48
ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)	T-1	ТМН-6300/35/10	104	2011	8	13
	T-2	ТМ-2500/35/10	41	1979	40	45
ПС 35 кВ Эссойла (ПС-42П)	T-1	ТМН-6300/35/10	104	2014	5	10
	T-2	ТМН-4000/35/10	66	1987	21	26
ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)	T-1	ТДТН-10000/110/35/6	52	1989	30	35
	T-2	ТДТН-10000/110/35/6	52	1989	30	35
ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)	T-1	ТМ-5600/35/6	92	1961	58	63
	T-2	ТАМ-7500/35/6	124	1965	54	59

Таблица 62

Наличие резервирования ЦП с повышенной токовой нагрузкой по сети низшего и среднего напряжения в соответствии с данными Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

Наименование питающего центра	Объем и место, куда переводится нагрузка	
	по сети 6 – 10 кВ	по сети 35 кВ
ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94)	нет	1,8 МВ·А на ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68); 2,6 МВ·А (на ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) и на ПС 110 кВ Онего (ПС-71))
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	нет	8,4 МВ·А на ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68)
ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)	нет	3,55 МВ·А на ГЭС Пальеозерская (2)
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	1,8 МВ·А на ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68); 2,6 МВ·А (на ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) и на ПС 110 кВ Онего (ПС-71))	нет
ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	8,4 МВ·А на ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68)	нет
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	нет	12,381 МВ·А на ПС 110 кВ Шуя
ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	нет	3,61 МВ·А на ПС 110 кВ Заозерье; 3,61 МВ·А на ПС 110 кВ Пряжа
ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	1,448 МВ·А (на ПС 110 кВ Шуя (ПС-21))	нет
ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)	0,865 МВ·А (на ПС 35 кВ Спасская Губа (ПС-1П); 1,539 МВ·А (на ПС 110 кВ Березовка (ПС-63))	нет
ПС 35 кВ Эссойла (ПС-42П)	0,691 МВ·А (на ПС 35 кВ Крошозеро (ПС-8П))	нет

Таблица 63

Суммарная перспективная нагрузка ЦП на 2024 год с учетом прироста мощности

Наименование ЦП	Максимальная фактическая нагрузка ЦП в день зимнего контрольного замера 2016 – 2018 годы		Суммарный прирост мощности по договорам ТП 2019 – 2025 годов с учетом коэффициентов		Суммарная перспективная нагрузка по ЦП на 2025 год	
	S, МВ·А	P, МВт	S, МВ·А	P, МВт	S, МВ·А	P, МВт
1	2	3	4	5	6	7
Базовый вариант развития						
ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94)	6,24	5,86	1,16	1,08	7,40	6,94
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	11,06	10,49	2,16	2,00	13,21	12,49

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)	5,71	5,46	1,44	1,34	7,15	6,79
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	17,11	16,76	0,00	0,00	17,11	16,76
ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	21,78	21,32	0,00	0,00	21,78	21,32
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	15,96	14,74	0,72	0,67	16,69	15,41
ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	28,87	26,47	1,84	1,71	30,71	28,18
ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	7,43	7,22	0,09	0,08	7,52	7,30
ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)	3,61	3,52	0,26	0,24	3,87	3,76
ПС 35 кВ Эссойла (ПС-42П)	4,18	3,93	0,75	0,69	4,93	4,62
Умеренно-оптимистический вариант развития						
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	10,98	10,12	4,63	4,30	15,61	14,42
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	16,83	16,46	2,84	2,64	19,67	19,10
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	13,48	12,46	1,48	1,37	14,96	13,83
ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)	8,16	7,60	3,08	2,86	11,24	10,46
ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)	1,38	0,94	4,58	4,25	5,96	5,19

Таблица 64

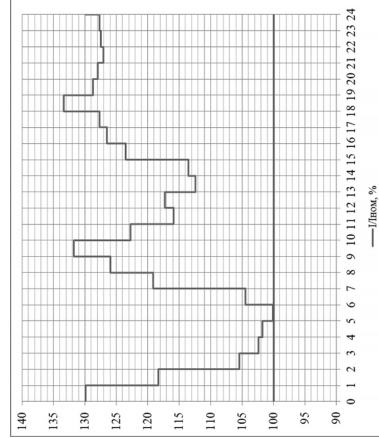
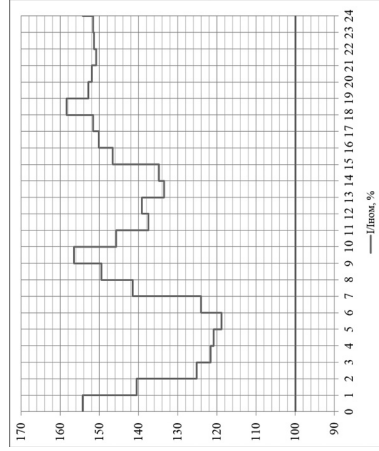
Почасовая загрузка и суточные графики нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 (отключение одного из трансформаторов) в процентах номинального тока ($I/I_{ном}$) для ЦП с повышенной токовой нагрузкой в зимний период на 2024 год для базового и умеренно-оптимистического варианта развития

ПС 110 кВ Кырьявалахти (ПС-94)													
час	Базовый вариант					Умеренно-оптимистический вариант					11	12	13
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	$I_{шт}, A$	$I/I_{ном}(N-1), \%$	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	$I_{шт}, A$	$I/I_{ном}(N-1), \%$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	<p>Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока ($I/I_{ном}$) зима 2024 года, базовый вариант развития</p> <p>Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока ($I/I_{ном}$) зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития</p> <p>Прирост мощности отсутствует по сравнению с базовым вариантом</p>
0	6,61	2,46	7,06	37,04	111,9	6,61	2,46	7,06	37,04	111,9			
1	3,66	1,36	3,91	20,50	61,9	3,66	1,36	3,91	20,50	61,9			
2	2,71	1,01	2,89	15,16	45,8	2,71	1,01	2,89	15,16	45,8			
3	3,17	1,18	3,38	17,75	53,6	3,17	1,18	3,38	17,75	53,6			
4	4,74	1,76	5,06	26,54	80,2	4,74	1,76	5,06	26,54	80,2			
5	4,76	1,77	5,08	26,66	80,5	4,76	1,77	5,08	26,66	80,5			
6	4,76	1,77	5,08	26,66	80,5	4,76	1,77	5,08	26,66	80,5			
7	5,20	1,93	5,54	29,10	87,9	5,20	1,93	5,54	29,10	87,9			
8	6,04	2,24	6,45	33,83	102,2	6,04	2,24	6,45	33,83	102,2			
9	5,91	2,19	6,30	33,07	99,9	5,91	2,19	6,30	33,07	99,9			
10	5,93	2,20	6,33	33,21	100,3	5,93	2,20	6,33	33,21	100,3			
11	5,07	1,88	5,41	28,39	85,8	5,07	1,88	5,41	28,39	85,8			
12	4,93	1,83	5,26	27,61	83,4	4,93	1,83	5,26	27,61	83,4			
13	4,58	1,70	4,88	25,64	77,5	4,58	1,70	4,88	25,64	77,5			
14	5,88	2,18	6,27	32,92	99,5	5,88	2,18	6,27	32,92	99,5			
15	5,74	2,13	6,12	32,12	97,0	5,74	2,13	6,12	32,12	97,0			

	12										13
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
16	5,51	2,04	5,87	30,83	93,1	5,51	2,04	5,87	30,83	93,1	
17	6,15	2,28	6,56	34,43	104,0	6,15	2,28	6,56	34,43	104,0	
18	6,07	2,25	6,47	33,98	102,7	6,07	2,25	6,47	33,98	102,7	
19	6,94	2,58	7,40	38,84	117,3	6,94	2,58	7,40	38,84	117,3	
20	6,76	2,51	7,21	37,86	114,4	6,76	2,51	7,21	37,86	114,4	
21	5,88	2,18	6,27	32,93	99,5	5,88	2,18	6,27	32,93	99,5	
22	6,78	2,52	7,24	37,99	114,8	6,78	2,52	7,24	37,99	114,8	
23	6,87	2,55	7,33	38,46	116,2	6,87	2,55	7,33	38,46	116,2	
24	6,61	2,46	7,06	37,04	111,9	6,61	2,46	7,06	37,04	111,9	

ПС 110 кВ Ляхденпохья (ПС-34)

час	Базовый вариант					Умеренно-оптимистический вариант					Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), %	
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{тр} , А	I/I _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{тр} , А	I/I _{ном} (N-1), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	12,17	4,19	12,87	67,56	129,9	14,41	5,09	15,28	80,21	154,2		
1	11,09	3,81	11,72	61,53	118,3	13,12	4,64	13,92	73,06	140,5		
2	9,88	3,40	10,45	54,84	105,5	11,70	4,13	12,41	65,11	125,2		
3	9,60	3,30	10,15	53,26	102,4	11,36	4,01	12,05	63,24	121,6		
4	9,54	3,28	10,08	52,93	101,8	11,29	3,99	11,97	62,85	120,9		
5	9,38	3,23	9,92	52,04	100,1	11,10	3,92	11,77	61,79	118,8		
6	9,79	3,37	10,35	54,34	104,5	11,59	4,09	12,29	64,51	124,1		
7	11,16	3,84	11,81	61,97	119,2	13,22	4,67	14,02	73,57	141,5		
8	11,80	4,06	12,48	65,49	125,9	13,97	4,94	14,82	77,76	149,5		
9	12,35	4,25	13,06	68,52	131,8	14,62	5,16	15,50	81,36	156,5		
10	11,50	3,96	12,16	63,83	122,8	13,61	4,81	14,44	75,79	145,7		
11	10,85	3,73	11,48	60,25	115,9	12,85	4,54	13,63	71,53	137,6		
12	10,98	3,78	11,62	60,97	117,2	13,00	4,59	13,79	72,39	139,2		

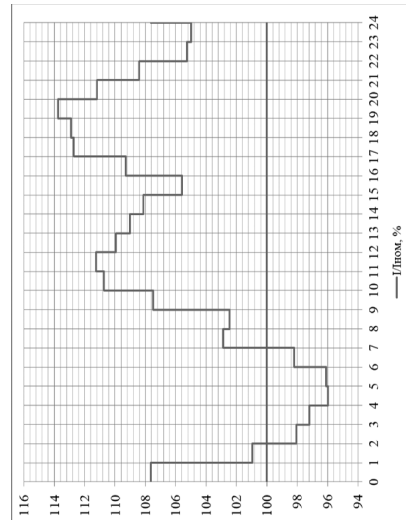


	12											13
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
13	10,53	3,62	11,14	58,46	112,4	12,47	4,41	13,22	69,41	133,5		
14	10,64	3,66	11,25	59,04	113,5	12,59	4,45	13,35	70,09	134,8		
15	11,57	3,98	12,24	64,23	123,5	13,70	4,84	14,53	76,26	146,6		
16	11,85	4,08	12,53	65,78	126,5	14,03	4,96	14,88	78,10	150,2		
17	11,96	4,12	12,65	66,38	127,7	14,16	5,00	15,02	78,82	151,6		
18	12,49	4,30	13,21	69,35	133,4	14,79	5,23	15,69	82,34	158,4		
19	12,06	4,15	12,75	66,92	128,7	14,27	5,04	15,14	79,45	152,8		
20	11,99	4,12	12,68	66,53	127,9	14,19	5,01	15,05	78,99	151,9		
21	11,90	4,10	12,59	66,07	127,1	14,09	4,98	14,95	78,45	150,9		
22	11,94	4,11	12,63	66,30	127,5	14,14	5,00	15,00	78,72	151,4		
23	11,96	4,12	12,65	66,41	127,7	14,16	5,00	15,02	78,85	151,6		
24	12,17	4,19	12,87	67,56	129,9	14,41	5,09	15,28	80,21	154,2		

ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)

час	Базовый вариант						Умеренно-оптимистический вариант						12	13
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шт} , А	I/L _{ном} (N-1), %	I/L _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шт} , А	I/L _{ном} (N-1), %	I/L _{ном} (N-1), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
0	6,43	2,12	6,77	35,52	107,6	6,43	2,12	6,77	35,52	107,6				
1	6,03	1,99	6,35	33,31	100,9	6,03	1,99	6,35	33,31	100,9				
2	5,85	1,93	6,16	32,36	98,1	5,85	1,93	6,16	32,36	98,1				
3	5,80	1,92	6,11	32,08	97,2	5,80	1,92	6,11	32,08	97,2				
4	5,73	1,89	6,03	31,67	96,0	5,73	1,89	6,03	31,67	96,0				
5	5,74	1,89	6,04	31,71	96,1	5,74	1,89	6,04	31,71	96,1				
6	5,86	1,94	6,17	32,41	98,2	5,86	1,94	6,17	32,41	98,2				
7	6,14	2,03	6,47	33,95	102,9	6,14	2,03	6,47	33,95	102,9				
8	6,12	2,02	6,44	33,80	102,4	6,12	2,02	6,44	33,80	102,4				
9	6,42	2,12	6,76	35,48	107,5	6,42	2,12	6,76	35,48	107,5				

Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/L_{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития



Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/L_{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития

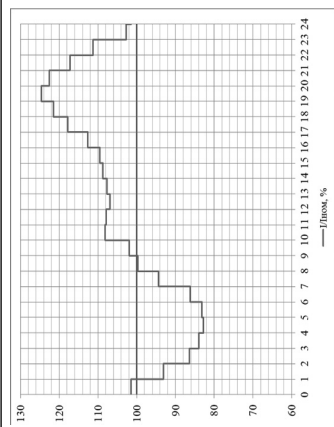
Приrost мощности отсутствует по сравнению с базовым вариантом

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10	6,61	2,18	6,96	36,54	110,7	6,61	2,18	6,96	36,54	110,7		
11	6,64	2,19	6,99	36,71	111,2	6,64	2,19	6,99	36,71	111,2		
12	6,56	2,17	6,91	36,28	109,9	6,56	2,17	6,91	36,28	109,9		
13	6,51	2,15	6,86	35,98	109,0	6,51	2,15	6,86	35,98	109,0		
14	6,46	2,13	6,80	35,68	108,1	6,46	2,13	6,80	35,68	108,1		
15	6,31	2,08	6,64	34,85	105,6	6,31	2,08	6,64	34,85	105,6		
16	6,53	2,15	6,87	36,06	109,3	6,53	2,15	6,87	36,06	109,3		
17	6,73	2,22	7,09	37,19	112,7	6,73	2,22	7,09	37,19	112,7		
18	6,74	2,22	7,10	37,26	112,9	6,74	2,22	7,10	37,26	112,9		
19	6,79	2,24	7,15	37,54	113,7	6,79	2,24	7,15	37,54	113,7		
20	6,64	2,19	6,99	36,69	111,2	6,64	2,19	6,99	36,69	111,2		
21	6,47	2,14	6,82	35,77	108,4	6,47	2,14	6,82	35,77	108,4		
22	6,28	2,07	6,62	34,73	105,3	6,28	2,07	6,62	34,73	105,3		
23	6,27	2,07	6,60	34,65	105,0	6,27	2,07	6,60	34,65	105,0		
24	6,43	2,12	6,77	35,52	107,6	6,43	2,12	6,77	35,52	107,6		

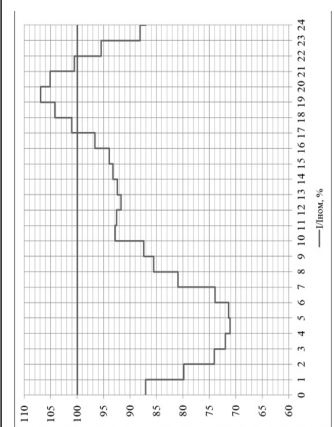
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)

час	Базовый вариант				Умеренно-оптимистический вариант				Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), %		12	13
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шт} , А	I/I _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шт} , А	I/I _{ном} (N-1), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
0	13,65	2,79	13,93	73,12	87,0	15,80	3,78	16,24	85,26	101,5		
1	12,52	2,55	12,77	67,05	79,8	14,48	3,47	14,89	78,18	93,1		
2	11,62	2,37	11,86	62,24	74,1	13,45	3,22	13,83	72,57	86,4		
3	11,29	2,30	11,52	60,46	72,0	13,06	3,13	13,43	70,50	83,9		
4	11,14	2,27	11,37	59,68	71,0	12,89	3,09	13,26	69,59	82,8		
5	11,19	2,28	11,42	59,92	71,3	12,94	3,10	13,31	69,86	83,2		
6	11,60	2,37	11,84	62,12	74,0	13,42	3,21	13,80	72,43	86,2		
7	12,69	2,59	12,95	67,97	80,9	14,69	3,52	15,10	79,26	94,4		

Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития

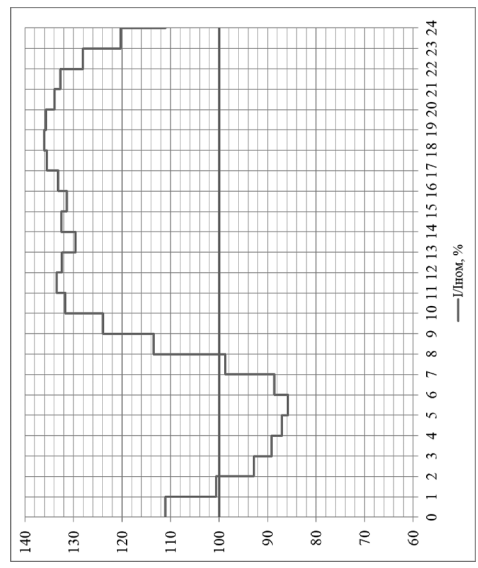


Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития



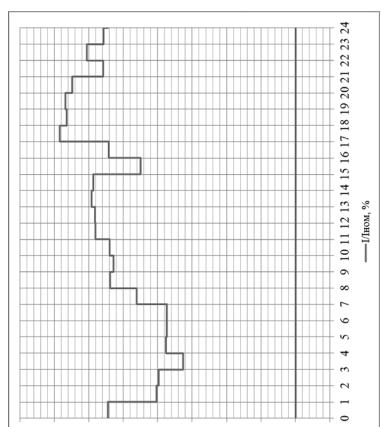
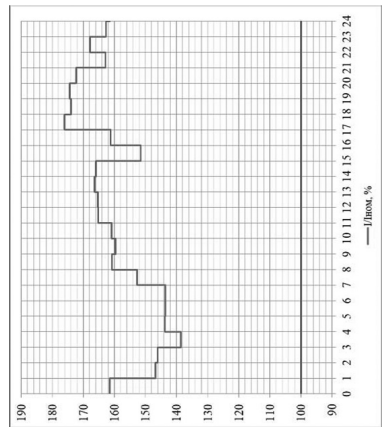
	12											13
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1												
8	13,42	2,74	2,74	13,69	71,87	85,6	15,53	3,72	15,97	83,80	99,8	
9	13,71	2,80	2,80	13,99	73,43	87,4	15,86	3,80	16,31	85,62	101,9	
10	14,55	2,97	2,97	14,85	77,94	92,8	16,84	4,03	17,31	90,88	108,2	
11	14,51	2,96	2,96	14,81	77,71	92,5	16,79	4,02	17,26	90,61	107,9	
12	14,38	2,94	2,94	14,67	77,02	91,7	16,64	3,99	17,11	89,81	106,9	
13	14,48	2,96	2,96	14,78	77,59	92,4	16,76	4,02	17,24	90,47	107,7	
14	14,62	2,99	2,99	14,92	78,33	93,3	16,92	4,05	17,40	91,34	108,7	
15	14,73	3,01	3,01	15,04	78,92	94,0	17,05	4,08	17,53	92,02	109,5	
16	15,16	3,09	3,09	15,47	81,18	96,6	17,54	4,20	18,04	94,66	112,7	
17	15,84	3,23	3,23	16,16	84,84	101,0	18,33	4,39	18,85	98,92	117,8	
18	16,34	3,33	3,33	16,67	87,52	104,2	18,91	4,53	19,44	102,0	121,5	
19	16,76	3,42	3,42	17,11	89,80	106,9	19,40	4,65	19,95	104,7	124,6	
20	16,48	3,36	3,36	16,82	88,28	105,1	19,07	4,57	19,61	102,9	122,5	
21	15,77	3,22	3,22	16,09	84,46	100,6	18,25	4,37	18,76	98,48	117,2	
22	14,97	3,06	3,06	15,28	80,20	95,5	17,33	4,15	17,82	93,52	111,3	
23	13,81	2,82	2,82	14,10	73,98	88,1	15,98	3,83	16,44	86,26	102,7	
24	13,65	2,79	2,79	13,93	73,12	87,0	15,80	3,78	16,24	85,26	101,5	

ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)														
час	Базовый вариант						Умеренно-оптимистический вариант						Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития	Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития
	P, МВт	Q _c , Мвар	S _c , МВ·А	I _{имп} , А	I/I _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q _c , Мвар	S _c , МВ·А	I _{имп} , А	I/I _{ном} (N-1), %	11			
1	17,40	3,65	17,78	93,31	111,1	17,40	3,65	17,78	93,31	111,1	11	<div style="text-align: center;">12</div>		
0	15,76	3,31	16,10	84,50	100,6	15,76	3,31	16,10	84,50	100,6	10			
1	14,54	3,05	14,86	77,98	92,8	14,54	3,05	14,86	77,98	92,8	9			
2	13,97	2,93	14,27	74,90	89,2	13,97	2,93	14,27	74,90	89,2	8			
3	13,64	2,86	13,94	73,16	87,1	13,64	2,86	13,94	73,16	87,1	7			
4	13,44	2,82	13,74	72,09	85,8	13,44	2,82	13,74	72,09	85,8	6			
5	13,88	2,91	14,18	74,45	88,6	13,88	2,91	14,18	74,45	88,6	5			
6	15,46	3,24	15,79	82,90	98,7	15,46	3,24	15,79	82,90	98,7	4			
7	17,77	3,73	18,16	95,32	113,5	17,77	3,73	18,16	95,32	113,5	3			
8	19,41	4,07	19,83	104,1	123,9	19,41	4,07	19,83	104,1	123,9	2			
9	20,63	4,33	21,08	110,6	131,7	20,63	4,33	21,08	110,6	131,7	1			
10	20,92	4,39	21,38	112,2	133,6	20,92	4,39	21,38	112,2	133,6	0			
11	20,74	4,35	21,20	111,3	132,4	20,74	4,35	21,20	111,3	132,4	23			
12	20,30	4,26	20,74	108,9	129,6	20,30	4,26	20,74	108,9	129,6	22			
13	20,75	4,35	21,21	111,3	132,5	20,75	4,35	21,21	111,3	132,5	21			
14	20,59	4,32	21,03	110,4	131,4	20,59	4,32	21,03	110,4	131,4	20			
15	20,86	4,38	21,31	111,8	133,2	20,86	4,38	21,31	111,8	133,2	19			
16	21,22	4,45	21,68	113,8	135,5	21,22	4,45	21,68	113,8	135,5	18			
17	21,32	4,47	21,78	114,3	136,1	21,32	4,47	21,78	114,3	136,1	17			
18	21,26	4,46	21,73	114,0	135,7	21,26	4,46	21,73	114,0	135,7	16			
19	20,98	4,40	21,43	112,5	133,9	20,98	4,40	21,43	112,5	133,9	15			
20	20,80	4,36	21,25	111,5	132,8	20,80	4,36	21,25	111,5	132,8	14			
21	20,80	4,36	21,25	111,5	132,8	20,80	4,36	21,25	111,5	132,8	13			



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
22	20,06	4,21	20,50	107,9	128,1	20,06	4,21	20,50	107,9	128,1		
23	18,84	3,95	19,25	101,0	120,3	18,84	3,95	19,25	101,0	120,3		
24	17,40	3,65	17,78	93,31	111,1	17,40	3,65	17,78	93,31	111,1		

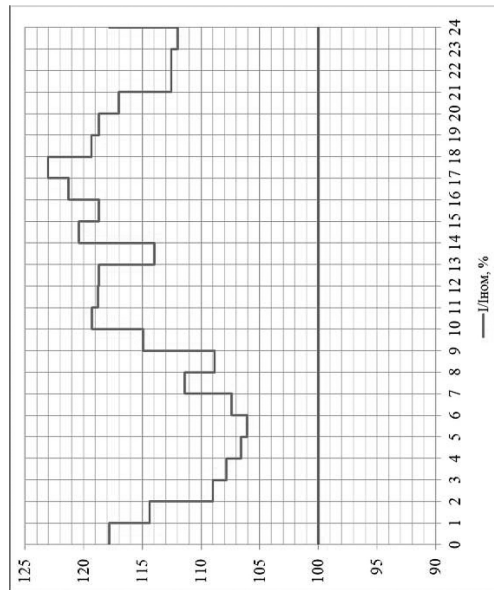
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)												
час	Базовый вариант				Умеренно-оптимистический вариант				Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития			
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{тр} , А	I/I _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{тр} , А	I/I _{ном} (N-1), %	Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	14,1	5,88	15,3	80,3	154,5	14,7	6,13	15,9	83,95	161,4	13	
1	12,84	5,34	13,90	72,97	140,3	13,42	5,57	14,53	76,28	146,7		
2	12,78	5,31	13,84	72,64	139,7	13,36	5,55	14,47	75,93	146,0		
3	12,13	5,04	13,13	68,93	132,6	12,68	5,26	13,73	72,05	138,6		
4	12,58	5,23	13,62	71,51	137,5	13,15	5,46	14,24	74,75	143,7		
5	12,56	5,22	13,60	71,38	137,3	13,13	5,45	14,22	74,61	143,5		
6	12,56	5,22	13,60	71,39	137,3	13,13	5,45	14,22	74,62	143,5		
7	13,36	5,56	14,47	75,95	146,1	13,97	5,80	15,13	79,39	152,7		
8	14,07	5,85	15,24	80,00	153,8	14,71	6,11	15,93	83,62	160,8		
9	13,98	5,81	15,14	79,45	152,8	14,61	6,07	15,82	83,04	159,7		
10	14,08	5,86	15,25	80,04	153,9	14,72	6,11	15,94	83,66	160,9		
11	14,46	6,01	15,66	82,22	158,1	15,12	6,28	16,37	85,94	165,3		
12	14,47	6,02	15,67	82,27	158,2	15,13	6,28	16,38	85,99	165,4		
13	14,56	6,05	15,77	82,75	159,1	15,22	6,32	16,48	86,50	166,3		
14	14,52	6,04	15,73	82,54	158,7	15,18	6,30	16,44	86,28	165,9		
15	13,26	5,51	14,36	75,37	144,9	13,86	5,75	15,01	78,78	151,5		
16	14,10	5,86	15,27	80,16	154,2	14,75	6,12	15,97	83,79	161,1		
17	15,41	6,41	16,69	87,58	168,4	16,11	6,69	17,44	91,54	176,0		
18	15,23	6,33	16,49	86,57	166,5	15,92	6,61	17,24	90,49	174,0		



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
19	15,26	6,34	16,52	86,73	166,8	15,95	6,62	17,27	90,66	174,3		
20	15,08	6,27	16,33	85,70	164,8	15,76	6,54	17,07	89,59	172,3		
21	14,26	5,93	15,44	81,03	155,8	14,91	6,19	16,14	84,70	162,9		
22	14,69	6,11	15,91	83,52	160,6	15,36	6,38	16,63	87,31	167,9		
23	14,24	5,92	15,42	80,93	155,6	14,89	6,18	16,12	84,60	162,7		
24	14,13	5,88	15,30	80,31	154,5	14,77	6,13	15,99	83,95	161,4		

ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)

час	Базовый вариант						Умеренно-оптимистический вариант						12	13
	P, МВт	Q _c , Мвар	S _c , МВ·А	I _{imp} , А	I/I _{ном} ^{ном} (N-1), %	P, МВт	Q _c , Мвар	S _c , МВ·А	I _{imp} , А	I/I _{ном} ^{ном} (N-1), %				
1	26,99	11,69	29,41	154,4	117,8	26,99	11,69	29,41	154,4	117,8				
0	26,19	11,35	28,55	149,8	114,4	26,19	11,35	28,55	149,8	114,4				
1	24,96	10,81	27,20	142,7	109,0	24,96	10,81	27,20	142,7	109,0				
2	24,69	10,70	26,91	141,2	107,8	24,69	10,70	26,91	141,2	107,8				
3	24,41	10,58	26,60	139,6	106,6	24,41	10,58	26,60	139,6	106,6				
4	24,29	10,52	26,47	138,9	106,1	24,29	10,52	26,47	138,9	106,1				
5	24,59	10,65	26,80	140,6	107,4	24,59	10,65	26,80	140,6	107,4				
6	25,50	11,05	27,80	145,8	111,4	25,50	11,05	27,80	145,8	111,4				
7	24,92	10,80	27,16	142,5	108,8	24,92	10,80	27,16	142,5	108,8				
8	26,32	11,40	28,68	150,5	114,9	26,32	11,40	28,68	150,5	114,9				
9	27,32	11,83	29,77	156,2	119,3	27,32	11,83	29,77	156,2	119,3				
10	27,20	11,79	29,65	155,6	118,8	27,20	11,79	29,65	155,6	118,8				
11	27,19	11,78	29,63	155,5	118,7	27,19	11,78	29,63	155,5	118,7				
12	26,10	11,31	28,45	149,3	114,0	26,10	11,31	28,45	149,3	114,0				
13	27,57	11,94	30,05	157,7	120,4	27,57	11,94	30,05	157,7	120,4				



Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития

Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития

Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, вариант развития

Приrost мощности отсутствует по сравнению с базовым вариантом

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
15	27,19	11,78	29,63	155,5	118,7	27,19	11,78	29,63	155,5	118,7		
16	27,78	12,03	30,27	158,8	121,3	27,78	12,03	30,27	158,8	121,3		
17	28,18	12,21	30,71	161,1	123,0	28,18	12,21	30,71	161,1	123,0		
18	27,33	11,84	29,78	156,3	119,3	27,33	11,84	29,78	156,3	119,3		
19	27,19	11,78	29,63	155,5	118,7	27,19	11,78	29,63	155,5	118,7		
20	26,79	11,61	29,20	153,2	117,0	26,79	11,61	29,20	153,2	117,0		
21	25,78	11,17	28,09	147,4	112,5	25,78	11,17	28,09	147,4	112,5		
22	25,78	11,17	28,09	147,4	112,6	25,78	11,17	28,09	147,4	112,6		
23	25,64	11,11	27,95	146,6	112,0	25,64	11,11	27,95	146,6	112,0		
24	26,99	11,69	29,41	154,3	117,8	26,99	11,69	29,41	154,3	117,8		

ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)

час	Базовый вариант						Умеренно-оптимистический вариант						Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$), зима 2024 года, базовый вариант развития	Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	$I_{\text{мр}}, A$	$I/I_{\text{ном}} (N-1), \%$	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	$I_{\text{мр}}, A$	$I/I_{\text{ном}} (N-1), \%$				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
0	7,30	1,80	7,52	124,0	119,3	7,30	1,80	7,52	124,0	119,3				
1	6,91	1,71	7,11	117,3	112,9	6,91	1,71	7,11	117,3	112,9				
2	6,62	1,63	6,82	112,4	108,1	6,62	1,63	6,82	112,4	108,1				
3	6,45	1,59	6,65	109,6	105,5	6,45	1,59	6,65	109,6	105,5				
4	6,31	1,56	6,50	107,2	103,1	6,31	1,56	6,50	107,2	103,1				
5	6,30	1,55	6,48	106,9	102,8	6,30	1,55	6,48	106,9	102,8				
6	6,49	1,60	6,68	110,2	106,0	6,49	1,60	6,68	110,2	106,0				
7	6,70	1,65	6,90	113,7	109,4	6,70	1,65	6,90	113,7	109,4				
8	6,57	1,62	6,77	111,5	107,3	6,57	1,62	6,77	111,5	107,3				
9	6,71	1,66	6,91	114,0	109,7	6,71	1,66	6,91	114,0	109,7				
10	7,06	1,74	7,27	119,9	115,3	7,06	1,74	7,27	119,9	115,3				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
11	6,78	1,67	6,98	115,1	110,7	6,78	1,67	6,98	115,1	110,7		
12	6,61	1,63	6,81	112,3	108,0	6,61	1,63	6,81	112,3	108,0		
13	6,64	1,64	6,84	112,8	108,5	6,64	1,64	6,84	112,8	108,5		
14	6,67	1,65	6,87	113,2	108,9	6,67	1,65	6,87	113,2	108,9		
15	6,69	1,65	6,90	113,7	109,4	6,69	1,65	6,90	113,7	109,4		
16	6,66	1,64	6,86	113,1	108,8	6,66	1,64	6,86	113,1	108,8		
17	6,92	1,71	7,13	117,5	113,0	6,92	1,71	7,13	117,5	113,0		
18	6,99	1,73	7,20	118,7	114,2	6,99	1,73	7,20	118,7	114,2		
19	7,09	1,75	7,30	120,4	115,8	7,09	1,75	7,30	120,4	115,8		
20	7,15	1,77	7,37	121,5	116,8	7,15	1,77	7,37	121,5	116,8		
21	7,13	1,76	7,34	121,1	116,4	7,13	1,76	7,34	121,1	116,4		
22	7,05	1,74	7,26	119,7	115,1	7,05	1,74	7,26	119,7	115,1		
23	6,89	1,70	7,09	117,0	112,5	6,89	1,70	7,09	117,0	112,5		
24	7,30	1,80	7,52	124,0	119,3	7,30	1,80	7,52	124,0	119,3		

ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)														
час	Базовый вариант						Умеренно-оптимистический вариант						Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока ($I/I_{ном}$), зима 2024 года, базовый вариант развития	Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока ($I/I_{ном}$), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	$I_{шт}, А$	$I/I_{ном} (N-1), \%$	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	$I_{шт}, А$	$I/I_{ном} (N-1), \%$	12	13		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Приrost мощности отсутствует по сравнению с базовым вариантом	
0	3,60	0,86	3,70	61,03	148,9	3,60	0,86	3,70	61,03	148,9				
1	3,32	0,79	3,42	56,37	137,5	3,32	0,79	3,42	56,37	137,5				
2	3,21	0,77	3,30	54,39	132,7	3,21	0,77	3,30	54,39	132,7				
3	3,16	0,76	3,25	53,67	130,9	3,16	0,76	3,25	53,67	130,9				
4	3,13	0,75	3,22	53,05	129,4	3,13	0,75	3,22	53,05	129,4				
5	3,15	0,75	3,24	53,50	130,5	3,15	0,75	3,24	53,50	130,5				
6	3,18	0,76	3,27	53,95	131,6	3,18	0,76	3,27	53,95	131,6				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7	3,39	0,81	3,48	57,47	140,2	3,39	0,81	3,48	57,47	140,2		
8	3,43	0,82	3,53	58,15	141,8	3,43	0,82	3,53	58,15	141,8		
9	3,55	0,85	3,65	60,16	146,7	3,55	0,85	3,65	60,16	146,7		
10	3,65	0,87	3,75	61,90	151,0	3,65	0,87	3,75	61,90	151,0		
11	3,66	0,87	3,76	62,03	151,3	3,66	0,87	3,76	62,03	151,3		
12	3,67	0,88	3,77	62,19	151,7	3,67	0,88	3,77	62,19	151,7		
13	3,66	0,87	3,76	62,05	151,3	3,66	0,87	3,76	62,05	151,3		
14	3,57	0,85	3,67	60,55	147,7	3,57	0,85	3,67	60,55	147,7		
15	3,46	0,83	3,56	58,66	143,1	3,46	0,83	3,56	58,66	143,1		
16	3,63	0,87	3,73	61,53	150,1	3,63	0,87	3,73	61,53	150,1		
17	3,72	0,89	3,82	63,03	153,7	3,72	0,89	3,82	63,03	153,7		
18	3,75	0,90	3,86	63,61	155,1	3,75	0,90	3,86	63,61	155,1		
19	3,76	0,90	3,87	63,81	155,6	3,76	0,90	3,87	63,81	155,6		
20	3,70	0,88	3,80	62,75	153,0	3,70	0,88	3,80	62,75	153,0		
21	3,61	0,86	3,71	61,26	149,4	3,61	0,86	3,71	61,26	149,4		
22	3,49	0,83	3,59	59,27	144,6	3,49	0,83	3,59	59,27	144,6		
23	3,47	0,83	3,57	58,88	143,6	3,47	0,83	3,57	58,88	143,6		
24	3,60	0,86	3,70	61,03	148,9	3,60	0,86	3,70	61,03	148,9		

ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)												
час	Базовый вариант				Умеренно-оптимистический вариант				Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития			
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шт} , А	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шт} , А	I/I _{ном} (N-1), %	12	13	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I _{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития	
0	Перегрузка в базовом режиме не наблюдается				10,46	4,11	11,24	58,99	113,4	Перегрузка в базовом режиме не наблюдается		
1					9,94	3,91	10,68	56,06	107,8			
2					9,74	3,83	10,47	54,93	105,6			
3					9,69	3,81	10,41	54,66	105,1			

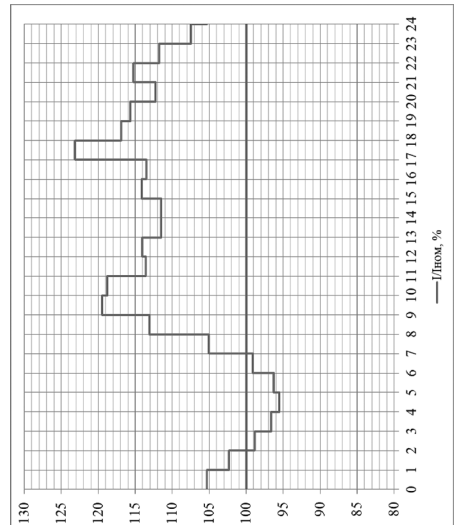
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4						8,95	3,52	9,62	50,47	97,1		
5						8,57	3,37	9,21	48,34	93,0		
6						8,74	3,44	9,39	49,30	94,8		
7						9,67	3,80	10,39	54,53	104,9		
8						9,29	3,65	9,98	52,37	100,7		
9						9,11	3,58	9,79	51,38	98,8		
10						8,42	3,31	9,05	47,52	91,4		
11						8,29	3,26	8,91	46,77	89,9		
12						8,28	3,26	8,90	46,72	89,9		
13						8,17	3,21	8,78	46,09	88,6		
14						8,36	3,29	8,99	47,18	90,7		
15						8,28	3,26	8,90	46,70	89,8		
16						8,59	3,38	9,23	48,47	93,2		
17						9,16	3,60	9,84	51,65	99,3		
18						9,64	3,79	10,36	54,39	104,6		
19						9,73	3,83	10,46	54,91	105,6		
20						9,65	3,80	10,37	54,42	104,7		
21						9,29	3,65	9,98	52,38	100,7		
22						9,72	3,83	10,45	54,85	105,5		
23						9,65	3,80	10,37	54,42	104,7		
24						10,46	4,11	11,24	58,99	113,4		

ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)												
час	Базовый вариант					Умеренно-оптимистический вариант					Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах (I/I _{ном}), %	
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шп} , А	I/I _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{шп} , А	I/I _{ном} (N-1), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	<p>Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах (I/I_{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический вариант развития</p>
0	Перегрузка в базовом режиме не наблюдается					Перегрузка в базовом режиме не наблюдается					13	
1						3,91	2,20	4,49	74,00	80,4		
2						4,11	2,31	4,72	77,79	84,6		
3						3,93	2,21	4,51	74,32	80,8		
4						3,85	2,17	4,42	72,98	79,3		
5						3,92	2,21	4,50	74,21	80,7		
6						3,91	2,20	4,49	74,07	80,5		
7						3,94	2,22	4,52	74,51	81,0		
8						3,76	2,12	4,32	71,21	77,4		
9						3,84	2,16	4,40	72,62	78,9		
10						4,59	2,59	5,27	86,92	94,5		
11						4,89	2,76	5,61	92,60	100,7		
12						5,02	2,83	5,76	95,05	103,3		
13						5,05	2,85	5,80	95,65	104,0		
14						4,71	2,65	5,41	89,18	96,9		
15						4,97	2,80	5,71	94,14	102,3		
16						5,01	2,83	5,76	94,94	103,2		
17						5,03	2,84	5,78	95,28	103,6		
18						5,19	2,93	5,96	98,31	106,9		
19						4,96	2,79	5,69	93,88	102,0		
20						4,58	2,58	5,26	86,70	94,2		
21						4,29	2,42	4,93	81,24	88,3		
22						3,99	2,25	4,59	75,63	82,2		
23						3,86	2,18	4,43	73,10	79,5		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
23												
24												

ПС 35 кВ Эссыля (ПС-42П)												
час	Базовый вариант					Умеренно-оптимистический вариант					12	13
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{инт} , А	I/I _{ном} (N-1), %	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	I _{инт} , А	I/I _{ном} (N-1), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
0	3,95	1,47	4,21	69,49	105,3	3,95	1,47	4,21	69,49	105,3		
1	3,84	1,43	4,10	67,55	102,3	3,84	1,43	4,10	67,55	102,3		
2	3,71	1,38	3,96	65,24	98,9	3,71	1,38	3,96	65,24	98,9		
3	3,62	1,35	3,87	63,79	96,6	3,62	1,35	3,87	63,79	96,6		
4	3,58	1,33	3,82	63,04	95,5	3,58	1,33	3,82	63,04	95,5		
5	3,61	1,34	3,85	63,55	96,3	3,61	1,34	3,85	63,55	96,3		
6	3,72	1,38	3,97	65,45	99,2	3,72	1,38	3,97	65,45	99,2		
7	3,94	1,46	4,20	69,34	105,1	3,94	1,46	4,20	69,34	105,1		
8	4,24	1,58	4,52	74,63	113,1	4,24	1,58	4,52	74,63	113,1		
9	4,48	1,67	4,78	78,87	119,5	4,48	1,67	4,78	78,87	119,5		
10	4,45	1,66	4,75	78,38	118,8	4,45	1,66	4,75	78,38	118,8		
11	4,26	1,58	4,54	74,95	113,6	4,26	1,58	4,54	74,95	113,6		
12	4,28	1,59	4,56	75,29	114,1	4,28	1,59	4,56	75,29	114,1		
13	4,18	1,55	4,46	73,58	111,5	4,18	1,55	4,46	73,58	111,5		
14	4,18	1,55	4,46	73,59	111,5	4,18	1,55	4,46	73,59	111,5		
15	4,28	1,59	4,57	75,32	114,1	4,28	1,59	4,57	75,32	114,1		
16	4,26	1,58	4,54	74,93	113,5	4,26	1,58	4,54	74,93	113,5		
17	4,62	1,72	4,93	81,30	123,2	4,62	1,72	4,93	81,30	123,2		
18	4,38	1,63	4,68	77,16	116,9	4,38	1,63	4,68	77,16	116,9		

Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, базовый вариант развития



Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах номинального тока (I/I_{ном}), зима 2024 года, умеренно-оптимистический, вариант развития

Приrost мощности отсутствует по сравнению с базовым вариантом

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
19	4,34	1,61	4,63	76,35	115,7	4,34	1,61	4,63	76,35	115,7		
20	4,21	1,56	4,49	74,09	112,3	4,21	1,56	4,49	74,09	112,3		
21	4,32	1,61	4,61	76,08	115,3	4,32	1,61	4,61	76,08	115,3		
22	4,19	1,56	4,47	73,79	111,8	4,19	1,56	4,47	73,79	111,8		
23	4,03	1,50	4,30	70,94	107,5	4,03	1,50	4,30	70,94	107,5		
24	3,95	1,47	4,21	69,49	105,3	3,95	1,47	4,21	69,49	105,3		

Таблица 65

Продолжительность токовой перегрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 (отключение одного из трансформаторов) в процентах номинального тока ($I/I_{ном}$) для ЦП с повышенной токовой загрузкой в зимний период на 2024 год для базового и умеренно-оптимистического варианта развития

$I/I_{ном}$, о. е.	Продолжительность перегрузки в течение суток в режиме зимнего максимума 2024 г., час		Допустимая длительность данной аварийной перегрузки в течение суток
	базовый вариант	УО вариант	
1	2	3	4
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34), Т-1(2)			
$I/I_{ном} = 1$	24	24	неогранич.
$1 < I/I_{ном} \leq 1,05$	24	24	неогранич.
$1,05 < I/I_{ном} \leq 1,1$	20	24	неогранич.
$1,1 < I/I_{ном} \leq 1,15$	19	24	неогранич.
$1,15 < I/I_{ном} \leq 1,2$	17	24	24 ч
$1,2 < I/I_{ном} \leq 1,25$	13	23	24 ч
$1,25 < I/I_{ном} \leq 1,3$	11	20	24 ч
$1,3 < I/I_{ном} \leq 1,35$	2	19	24 ч
$1,35 < I/I_{ном} \leq 1,4$		17	24 ч
$1,4 < I/I_{ном} \leq 1,45$		15	24 ч
$1,45 < I/I_{ном} \leq 1,5$		13	2 ч
$1,5 < I/I_{ном} \leq 1,55$		10	30 мин
$1,55 < I/I_{ном} \leq 1,6$		2	10 мин
$1,6 < I/I_{ном} \leq 1,65$			5 мин
ПС 110 кВ Березовка (ПС-63), Т-2			
$I/I_{ном} = 1$	19	19	неогранич.
$1 < I/I_{ном} \leq 1,05$	19	19	неогранич.
$1,05 < I/I_{ном} \leq 1,1$	15	15	неогранич.
$1,1 < I/I_{ном} \leq 1,15$	6	6	неогранич.
$1,15 < I/I_{ном} \leq 1,2$			неогранич.
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66), Т-1(2)			
$I/I_{ном} = 1$	5	16	неогранич.
$1 < I/I_{ном} \leq 1,05$	5	16	неогранич.
$1,05 < I/I_{ном} \leq 1,1$	2	13	неогранич.
$1,1 < I/I_{ном} \leq 1,15$		7	неогранич.
$1,15 < I/I_{ном} \leq 1,2$		5	24 ч
$1,2 < I/I_{ном} \leq 1,25$		3	24 ч
$1,25 < I/I_{ном} \leq 1,3$			2 ч
ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70), Т-2			
$I/I_{ном} = 1$	18	18	неогранич.
$1 < I/I_{ном} \leq 1,05$	18	18	неогранич.
$1,05 < I/I_{ном} \leq 1,1$	17	17	неогранич.
$1,1 < I/I_{ном} \leq 1,15$	17	17	неогранич.

1	2	3	4
$1,15 < I/I_{НОМ} \leq 1,2$	15	15	неогранич.
$1,2 < I/I_{НОМ} \leq 1,25$	15	15	24 ч
$1,25 < I/I_{НОМ} \leq 1,3$	13	13	24 ч
$1,3 < I/I_{НОМ} \leq 1,35$	11	11	30 мин
$1,35 < I/I_{НОМ} \leq 1,4$	3	3	30 мин
$1,4 < I/I_{НОМ} \leq 1,45$			10 мин
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), Т-1(2)			
$I/I_{НОМ} = 1$	24	24	неогранич.
$1 < I/I_{НОМ} \leq 1,05$	24	24	неогранич.
$1,05 < I/I_{НОМ} \leq 1,1$	24	24	неогранич.
$1,1 < I/I_{НОМ} \leq 1,15$	24	24	неогранич.
$1,15 < I/I_{НОМ} \leq 1,2$	24	24	24 ч
$1,2 < I/I_{НОМ} \leq 1,25$	24	24	24 ч
$1,25 < I/I_{НОМ} \leq 1,3$	24	24	2 ч
$1,3 < I/I_{НОМ} \leq 1,35$	24	24	10 мин
$1,35 < I/I_{НОМ} \leq 1,4$	23	24	10 мин
$1,4 < I/I_{НОМ} \leq 1,45$	19	23	10 мин
$1,45 < I/I_{НОМ} \leq 1,5$	17	20	10 мин
$1,5 < I/I_{НОМ} \leq 1,55$	16	18	5 мин
$1,55 < I/I_{НОМ} \leq 1,6$	11	16	5 мин
$1,6 < I/I_{НОМ} \leq 1,65$	5	15	1 мин
$1,65 < I/I_{НОМ} \leq 1,7$	3	9	1 мин
$1,7 < I/I_{НОМ} \leq 1,75$		4	недоп.
$1,75 < I/I_{НОМ} \leq 1,8$		1	недоп.
$1,8 < I/I_{НОМ} \leq 1,85$			недоп.
ПС 110 кВ Шуя (ПС-21), Т-1(2)			
$I/I_{НОМ} = 1$	24	24	неогранич.
$1 < I/I_{НОМ} \leq 1,05$	24	24	неогранич.
$1,05 < I/I_{НОМ} \leq 1,1$	24	24	неогранич.
$1,1 < I/I_{НОМ} \leq 1,15$	18	18	неогранич.
$1,15 < I/I_{НОМ} \leq 1,2$	11	11	24 ч
$1,2 < I/I_{НОМ} \leq 1,25$	3	3	24 ч
$1,25 < I/I_{НОМ} \leq 1,3$			24 ч
ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П), Т-1(2)			
$I/I_{НОМ} = 1$	24	24	неогранич.
$1 < I/I_{НОМ} \leq 1,05$	24	24	неогранич.
$1,05 < I/I_{НОМ} \leq 1,1$	22	22	неогранич.
$1,1 < I/I_{НОМ} \leq 1,15$	11	11	неогранич.
$1,15 < I/I_{НОМ} \leq 1,2$	6	6	24 ч
$1,2 < I/I_{НОМ} \leq 1,25$			24 ч

1	2	3	4
ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П), Т-2			
$I/I_{\text{НОМ}} = 1$	24	24	неогранич.
$1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,05$	24	24	неогранич.
$1,05 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,1$	24	24	неогранич.
$1,1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,15$	24	24	неогранич.
$1,15 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,2$	24	24	неогранич.
$1,2 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,25$	24	24	24 ч
$1,25 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,3$	24	24	24 ч
$1,3 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,35$	23	23	24 ч
$1,35 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,4$	19	19	24 ч
$1,4 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,45$	18	18	2 ч
$1,45 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,5$	13	13	2 ч
$1,5 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,55$	9	9	1 ч
$1,55 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,6$	2	2	1 ч
$1,6 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,65$			1 мин
ПС 35 кВ Эссойла (ПС-42П), Т-2			
$I/I_{\text{НОМ}} = 1$	19	19	неогранич.
$1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,05$	19	19	неогранич.
$1,05 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,1$	18	18	неогранич.
$1,1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,15$	15	15	неогранич.
$1,15 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,2$	6	6	неогранич.
$1,2 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,25$	1	1	24 ч
$1,25 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,3$			24 ч
ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94), Т-1			
$I/I_{\text{НОМ}} = 1$	9	9	неогранич.
$1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,05$	9	9	неогранич.
$1,05 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,1$	5	5	неогранич.
$1,1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,15$	5	5	неогранич.
$1,15 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,2$	2	2	24 ч
$1,25 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,3$			24 ч
ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23), Т-1(2)			
$I/I_{\text{НОМ}} = 1$		12	неогранич.
$1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,05$		12	неогранич.
$1,05 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,1$		6	неогранич.
$1,1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,15$		1	неогранич.
$1,15 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,2$			неогранич.
ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П), Т-1			
$I/I_{\text{НОМ}} = 1$		8	неогранич.
$1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,05$		8	неогранич.
$1,05 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,1$		1	неогранич.
$1,1 < I/I_{\text{НОМ}} \leq 1,15$			неогранич.

Анализ приведенной информации позволяет сделать следующие выводы:

а) ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34).

В настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1(ТДТН-10000/110-71-У1) и Т-2(ТДТН-10000/110-76-У1) – год ввода 2004 и 2003). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) за период 2016 – 2018 годов составила 11,06 и 5,63 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 111,6 и 56,9% от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 1 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1) для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 125% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 125% от $I_{ном}$ не наблюдается (таблица 65).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 16 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 122% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 122% от $I_{ном}$ не наблюдается (таблица 65).

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 2 004,37 кВт (2 158,77 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 13,21 и 6,74 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 133,4 и 68,0 % от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха 1 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (Приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 3 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 139% в течение 24 часов, следовательно, существует возможность осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП. По информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) суммарным объемом 1,34 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС будет снижена и составит 11,8 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 119,1% от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2), что не превышает длительно допустимую перегрузку, равную 125% (Приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) (2 x 10 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Умеренно-оптимистический вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение, а также по заявкам, учитываемым в умеренно-оптимистическом варианте развития с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 4 300 кВт (4 630 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 15,61 и 7,99 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 158,35 и 80,64% от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха 1 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 3 приложения № 1), для транс-

форматоров допустима аварийная перегрузка в диапазоне $1,5 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,59$ в течение 10 мин., следовательно, возможности осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП нет.

Таким образом, на перспективу до 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) (2 x 10 МВ·А) недостаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Требуется замена трансформаторов на новые мощностью 2 x 16 МВ·А;

б) ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)

В настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 и 6,3 МВ·А, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 (10000/110/35/10) и Т-2 (ТМТН 6300/110/35/10) – год ввода 1975 и 1976). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Березовка (ПС-63) за период 2016 – 2018 годов составила 5,71 и 3,64 МВ·А в день зимнего и летнего контрольных замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-2 составит 90,87 и 58,0% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха -2°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 125% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 125% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 17°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1) для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 121,5% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 121,5% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 1 335,9 кВт (1 438 381 кВт·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 7,15 и 4,66 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка Т-2 составит 113,74 и 74,2% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в зимнем и летнем максимумах соответственно). В соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 125% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 125% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Березовка (ПС-63) (10 и 6,3 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-1. Замена трансформаторов не требуется.

По информации филиала Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Березовка (ПС-63) суммарным объемом 3,55 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 3,04 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 48,4% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1).

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;

в) ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94).

В настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 6,3 и 10 МВ·А, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 (ТМТН-6300/110/35/10) и Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) – год ввода 2003 и 1984). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94) за период 2016 – 2018 годов составила 6,24 и 3,13 МВ·А в день зимнего и летнего

контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 98,94 и 49,61% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 1°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 125% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при отключении Т-2 свыше 125% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 16°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 122% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 122% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 1 007,62 кВт (1 160,64 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 7,40 и 3,71 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимумов (загрузка Т-1 (Т-2) составит 117,34 и 58,86% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха 1°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 125% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при отключении Т-2 свыше 125% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94) (1 x 6,3 и 1 x 10 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Следует отметить, что по информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94) суммарным объемом 2,94 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС будет снижена и составит 4,46 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 70,72% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2).

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;
г) ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66).

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 16 МВ·А каждый, напряжением 110/10кВ (Т-1 и Т-2 (ТДН 16 000/110/10) – год ввода 1985 и 1978). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66) за период 2016 – 2018 гг. составила 17,11 и 11,8 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 106,9 и 73,7% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха -4°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 117% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 117% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 104% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 104% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение не ожидается (таблица 63).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66) (2 x 16 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Следует отметить, что по информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66) суммарным объемом 4,4 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 12,43 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 77,67% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2).

Умеренно-оптимистический вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение, а также по заявкам, учитываемым в умеренно-оптимистическом варианте развития с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 2 640 кВт (2 840 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 19,95 и 13,76 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 124,65 и 85,96% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 6 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 130 % в течение 24 ч, следовательно, существует возможность осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП. По информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей суммарным объемом 4,4 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС будет снижена и составит 15,55 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 97,2% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2), что не превышает длительно допустимую перегрузку (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1).

Таким образом, на перспективу до 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66) (2 x 16 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

д) ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70).

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 25 и 16 МВ·А соответственно, напряжением 110/10 кВ (Т-1 (ТДН-25 000/110/10) и Т-2 (ТДН-16000/110/10) – год ввода 2007 и 1982). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) за период 2016 – 2018 годов составила 21,8 и 13,2 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-2 составит 136,1 и 82,2% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) для трансформаторов с системой охлаждения Д и сроком эксплуатации 30 лет и более (таблица 6 приложения № 1) допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,35 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,4$ в течение 30 мин., следовательно, существует возможность

осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП. По информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) суммарным объемом 8,4 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 13,38 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 83,6% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1), что не превышает длительно допустимое значение токовой загрузки трансформатора.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 18 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (Приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 101,6% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 101,6% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки не ожидается (таблица 63).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Прибрежная (1 x 25 МВ·А и 1 x 16 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-1. Замена трансформаторов не требуется.

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;
е) ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64).

В настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 и Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) – год ввода 1994. Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) за период 2016 – 2018 годов составила 15,96 и 7,82 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 161,13 и 78,97% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха - 4 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (Приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года), для трансформаторов с системой охлаждения Д и сроком эксплуатации менее 30 лет (таблица 3 приложения № 1) допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,6 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,65$ в течение 5 мин. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) при отключении Т-1 (Т-2) свыше 160% от $I_{\text{ном}}$ будет наблюдаться не менее 1 часа (таблица 65), что превышает допустимое время перегрузки.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 20 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (Приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 100% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 100% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 670,41 кВт (722,1 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 16,69 и 8,24 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 168,42 и 83,2% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). В соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 го-

да), для трансформаторов с системой охлаждения Д и сроком эксплуатации 30 лет и более (таблица 6 приложения № 1) допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,65 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,7$ в течение 1 мин., следовательно, возможно осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП нет.

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) (2 x 10 МВ·А) недостаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Строительство ПС 110 кВ Прионежская и перевод на нее части потребителей по сети 35 кВ позволит устранить данную перегрузку. Более подробно строительство ПС 110 кВ Прионежская рассмотрено в пункте 2 «Рекомендации по строительству новых ЦП» данного раздела.

Умеренно-оптимистический вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение, а также по заявкам, учитываемым в умеренно-оптимистическом варианте развития с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 4 300 кВт (4 630 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 г. составит 17,44 и 8,55 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимумов (загрузка Т-1 (Т-2) составит 176,05 и 86,28% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). В соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года), для трансформаторов с системой охлаждения Д и сроком эксплуатации 30 лет и более (таблица 6 приложения № 1) допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,75 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,8$ в течение 1 мин., следовательно, возможно осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП нет (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) (2 x 10 МВ·А) недостаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Строительство ПС 110 кВ Прионежская и перевод на нее части потребителей по сети 35 кВ позволит устранить данную перегрузку. Более подробно строительство ПС 110 кВ Прионежская рассмотрено в пункте 2 «Рекомендаций по строительству новых ЦП» данного раздела;

ж) ПС 110 кВ Шуя (ПС-21).

В настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 25 МВ·А каждый, напряжением 110/35/6 кВ (Т-1 и Т-2 (ТДТН-25000/110/35/6) – год ввода 2008). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) за период 2016 – 2018 годов составила 28,87 и 17,5 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 115,67 и 70,0% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 0 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 12% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 125% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 16 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 122% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 122% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 1 607,17 кВт (1 730,98 кВ·А) (таблица 64).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 30,71 и 18,8 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит

123,04 и 75,3% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха 0°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка с возможным повышенным износом изоляции до 125% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 125% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) (2 x 25 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Следует отметить, что по информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) суммарным объемом 7,22 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 18,7 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 74,92% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2).

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;
з) ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П).

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 МВ·А (Т-1 и Т-2 (ТМН-6300/35/6), напряжением 35/6 кВ – год ввода 1976). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) за период 2016 – 2018 гг. составила 7,43 МВ·А и 3,45 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 117,9 и 54,68% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха -14°C в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 120% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 120% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 15°C в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 104% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 104% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 8,1 кВт (8,72 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 7,52 и 3,49 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимумов (загрузка Т-1 (Т-2) составит 119,3 и 55,3 % от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). В соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 120% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 120% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) (2 x 6,3 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Следует отметить, что по информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) суммарным объемом 1,448 МВ·А на соседние питающие центры.

После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 6,07 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 96,28% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1).

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;
и) ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П).

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 и 2,5 МВ·А соответственно, напряжением 35/10 кВ (Т-1 (ТМН-6300/35/10) и Т-2 (ТМ 2500/35/10) – год ввода 2011 и 1979). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П) за период 2016 – 2018 годов составила 3,61 и 2,12 МВ·А в день зимнего и летнего контрольных замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-2 составит 145,14 и 85,37% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно, загрузка трансформатора Т-1 составит 57,22 и 33,65% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха -14°C в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) для трансформаторов мощностью до 16 000 кВ·А включительно с системой охлаждения М и сроком эксплуатации 30 лет и более (таблица В.1 приложения В) допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,4 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,45$ в течение 2 ч. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 140% от $I_{\text{ном}}$ будет наблюдаться более 8 ч (таблица 65), что превышает допустимое время перегрузки.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха 15°C в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 104% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 104% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 242,14 кВт (260,79 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 3,87 и 2,28 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 155,63 и 91,54% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в режиме зимнего и летнего максимума соответственно, загрузка трансформатора Т-1 составит 61,35 и 36,09% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 в режиме зимнего и летнего максимума соответственно). В соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) для трансформаторов мощностью до 16 000 кВ·А включительно с системой охлаждения М и сроком эксплуатации 30 лет и более (таблица В.1 приложения В) допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,5 < I/I_{\text{ном}} \leq 1,55$ в течение 1 ч, следовательно, существует возможность осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП. По информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П) суммарным объемом 2,404 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 1,464 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 58,9% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1).

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П) (1 x 6,3 и 1 x 2,5 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;
к) ПС 35 кВ Эссоила (ПС-42П).

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 и 4 МВ·А соответственно, напряжением 35/10 кВ (Т-1 (ТМН-6300/35/10) и Т-2 (ТМН-4000/35/10) – год ввода 2014 и 1987). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Эссоила (ПС-42П) за период 2016 – 2018 годов составила 4,18 и 2,33 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-2 составит 104,57 и 58,3% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 120% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 120% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 104% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 при отключении Т-1 свыше 104% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается.

Базовый вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 692,1 кВт (745,41 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 4,93 и 2,75 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 123,19 и 68,68% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1 в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно). В соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) для трансформаторов мощностью до 16 000 кВА включительно с системой охлаждения М и сроком эксплуатации 30 лет и более (таблица В.1 приложения В) допускается аварийная перегрузка до 140% в течение 24 ч, следовательно, существует возможность осуществить перевод нагрузки на соседние ЦП. По информации Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Эссоила суммарным объемом 0,691 МВ·А на соседние питающие центры. После осуществления перевода суммарная нагрузка ПС составит 4,24 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-2 составит 105,97% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-1), что не превышает длительно допустимое значение.

Таким образом, на перспективу до 2024 года для базового варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Эссоила (ПС-42П) (1 x 6,3 и 1 x 4 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется.

Умеренно-оптимистический вариант

Прирост мощности по сравнению с базовым вариантом отсутствует;

л) ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23).

В настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый, напряжением 110/35/6 кВ (Т-1 и Т-2 (ТДТН-10000/110/35/6) – год ввода 1989). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) за период 2016 – 2018 годов составила 8,16 и 3,38 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 82,38 и 34,11% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Умеренно-оптимистический вариант

На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение, а также по заявкам, учитываемым в умеренно-оптимистическом варианте развития с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 2 860 кВт (3 080 кВ·А) (таблица 63).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 11,24 и 4,66 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимумов (загрузка Т-1 (Т-2) составит 113,44 и 46,99% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха 1 °С в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 года) (таблица 1 приложения № 1), для трансформаторов допустима перегрузка до 114,3% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 114,3% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23) (2 x 10 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется;

м) ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П).

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 5,6 и 7,5 МВ·А напряжением 35/6 кВ (Т-1 (ТМ-5600/35/6) – год ввода 1961, Т-2 (ТАМ-7500/35/6) – год ввода 1965). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П) за период 2016 – 2018 годов составила 1,38 и 1,29 МВ·А в день зимнего и летнего контрольного замеров соответственно (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 24,81 и 23,07% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем контрольных замерах соответственно).

Умеренно-оптимистический вариант

На период 2019 – 2024 года суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение, а также по заявкам, учитываемым в умеренно-оптимистическом варианте развития с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 4 250 кВт (4 580 кВ·А) (таблица 64).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 года составит 5,96 и 5,57 МВ·А в режиме зимнего и летнего максимумов (загрузка Т-1 (Т-2) составит 106,86 и 99,89% от номинального тока ($I/I_{\text{ном}}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем и летнем максимумах соответственно). При температуре охлаждающего воздуха 1 °С в соответствии с инструкцией по эксплуатации трансформаторов (СТО 56947007-29.180.01.116-2012 ФСК ЕЭС с изм. от 13.10.2014) (таблица 3) для трансформаторов допустима перегрузка до 114,3% без ограничения длительности. В соответствии с суточным графиком нагрузки для данного ЦП загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) свыше 114,3% от $I_{\text{ном}}$ не наблюдается (таблица 65).

Таким образом, на перспективу до 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П) (1 x 5,6, 1 x 7,5 МВ·А) достаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Замена трансформаторов не требуется;

2) Рекомендации по строительству новых ЦП.

Анализ расчета электроэнергетических режимов на период формирования программы показывает, что в ряде мест Республики Карелия существующая пропускная способность распределительных сетей и трансформаторных связей недостаточна для присоединения перспективных потребителей и как следствие ограничивает экономическое развитие данного района. Рассмотрим данные участки подробнее:

а) район ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и транзит 35 кВ Пряжа – Матросы – Бесовец – Вилга – Шуя. Карта-схема электрических соединений района представлена на рисунке 25.

В настоящий момент на подстанции 110 кВ Пряжа (ПС-64) установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 (ТДТН-10000/110/35/10) – год выпуска 1993, год установки – 1993; Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) – год выпуска 1993, год установки 1993). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) (за период 2016 – 2018 годов) составила 15,98 МВ·А. (159,8% при аварийном отключении одного силового трансформатора).

На период 2019 – 2024 годов прирост мощности на подстанцию по заключенным договорам на технологическое присоединение составляет 1 508,7 кВт.

На перспективу 2019 – 2024 годов в режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-1 (Т-2) достигает 168,42%, что согласно приказу Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 года № 81 допустимо в течение 1 мин. В соответствии с суточным графиком нагрузки длительность перегрузки превышает допустимое время.

Кроме этого при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец (Л-58П) в нормальной схеме сети теряется питание ряда ПС 35 кВ: ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) 1 сек, ПС 35 кВ Вилга 2 сек, ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П) 1 сек, ТП-582 и ТП-581. Включение секционного выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П), а также перевод питания 2 сек ПС 35 кВ Вилга по ВЛ 35 кВ отпайка на ПС 35 кВ Вилга (Л-56П) на ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) позволит восстановить электроснабжение отключенных потребителей (кроме ТП имеющих одностороннее питание), однако в данном режиме будет наблюдаться перегрузки сетевых элементов (ВЛ 35 кВ Матросы – Пряжа (Л-34П), ВЛ 35 кВ Половина – Матросы (Л-33П), ВЛ 35 кВ Половина – опора 28 (Л-56П), Т-2 ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64). Также в данном районе будут наблюдаться пониженные уровни напряжения в сети 6 – 35 кВ.

Следует отметить, что существующая пропускная способность сетей 35 кВ и трансформаторных связей ПС района ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС-21), представленного на рисунке 18, себя исчерпала, и требуется комплексный подход по устранению данного узкого места.

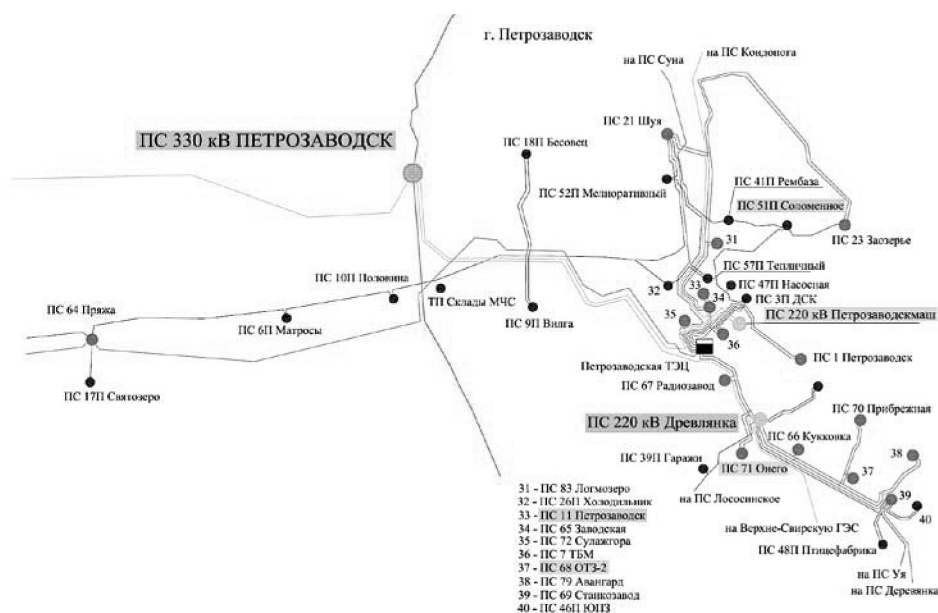


Рис. 18. Карта-схема. Район ПС-64 Пряжа – ПС-21 Шуя и транзит 35 кВ Пряжа – Матросы – Бесовец – Вилга – Шуя

В качестве мероприятия по устранению вышеперечисленных узких мест предлагается создание нового центра питания ПС 110/35/10 кВ Прионежская с установленной мощностью трансформаторов 2 x 16 МВ·А и переводом на ее шины часть нагрузки ПС-18П Бесовец. Присоединение данной ПС осуществляется путем создания заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) протяженностью 0,5 км, заходов ВЛ 35 кВ ПС-21 Шуя-ПС-18П Бесовец (Л-58П) протяженностью 0,5 км и строительство заходов ВЛ 35 кВ ПС-10П Половина-ПС-18П Бесовец (Л-56П) протяженностью 3 км (рисунок 14).

Строительство нового ЦП 110 кВ предусмотрено ТУ от 05.02.2018 на основании ДТП № 50-02/278 от 11.08.2011.

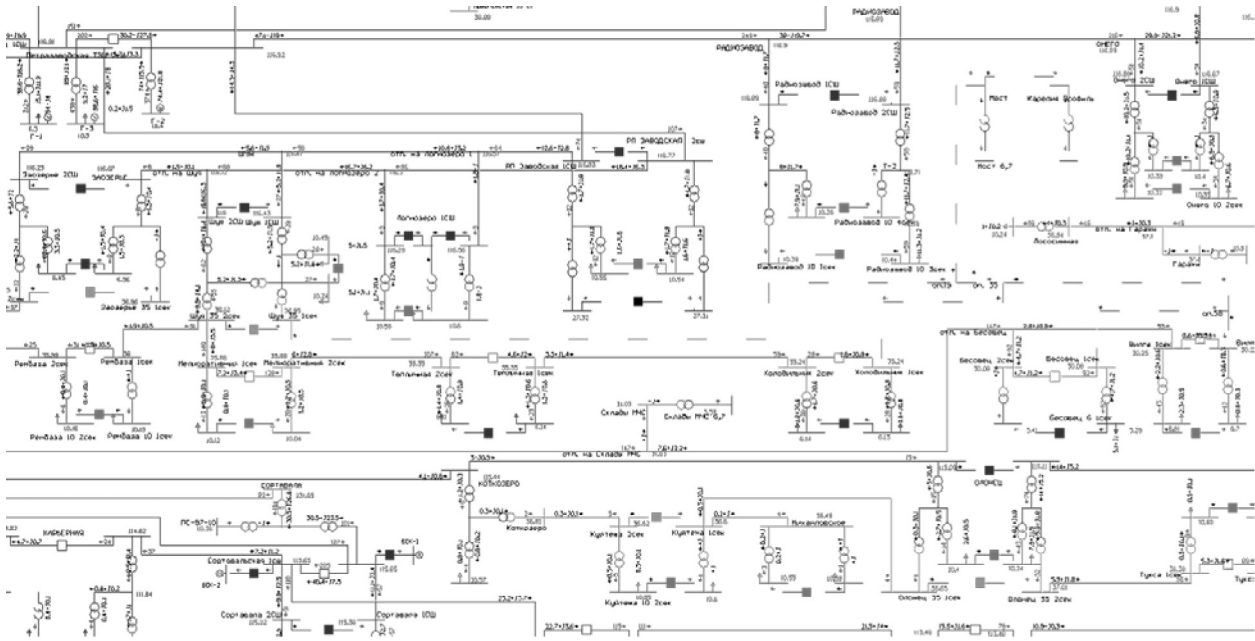


Рис. 19. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия при отключении ВЛ 35 кВ ПС-21 Шуя – ПС-18П Бесовец (Л-58П) в нормальной схеме сети в режиме зимнего максимума 2020 года (базовый вариант развития)

Расчет электрических режимов для зимнего максимума 2024 года с учетом ввода ПС 110 кВ Прионежская приведен на рисунке 28 и в таблице 66. Ввод ПС 110 кВ Прионежская позволит устранить повышенную загрузку ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) в нормальной и ремонтных схемах сети и перегрузку и снижение уровней напряжения по транзиту 35 кВ Пряжа – Матросы – Половина – Бесовец в послеаварийных схемах.

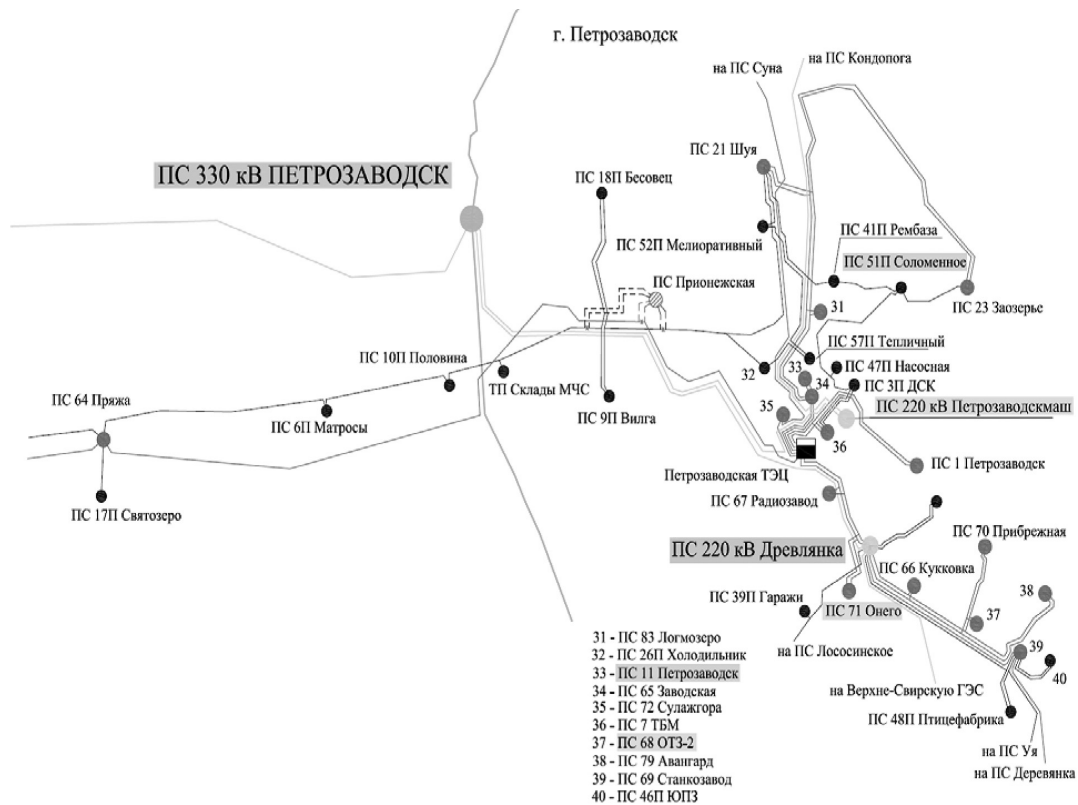


Рис. 20. Карта-схема. Район ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и транзит 35 кВ Пряжа – Матросы – Бесовец – Вилга – Шуя с учетом строительства ПС 110 кВ Прионежская

Таблица 66

**Токовая нагрузка трансформаторного оборудования
с учетом строительства ПС 110 кВ Прионежская на этап 2024 года**

№ п/п	Название	Дисп. наим.	S _{ном} , МВ·А	I _{ном} , А	Загрузка в НР			Загрузка в ремонтной схеме (N-1)		
					S, МВ·А	I, А	I/I _{ном} , %	S, МВ·А	I, А	I/I _{ном} , %
Зимний максимум 2024 года										
1.	ПС 110 кВ Прионежская	T-1	16	80,3	7,28	36	45,3	16,1	81	100,6
2.	ПС 110 кВ Прионежская	T-2	16	80,3	8,77	44	54,8	16,1	81	100,6
3.	ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	T-1	10	50,2	5,70	29	57,7	9,95	50	99,5
4.	ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	T-2	10	50,2	4,27	21	42,8	9,95	50	99,5
5.	ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	T-1	25	125,5	5,44	27	21,6	19,85	100	79,6
6.	ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	T-2	25	125,5	14,41	72	57,7	19,85	100	79,6

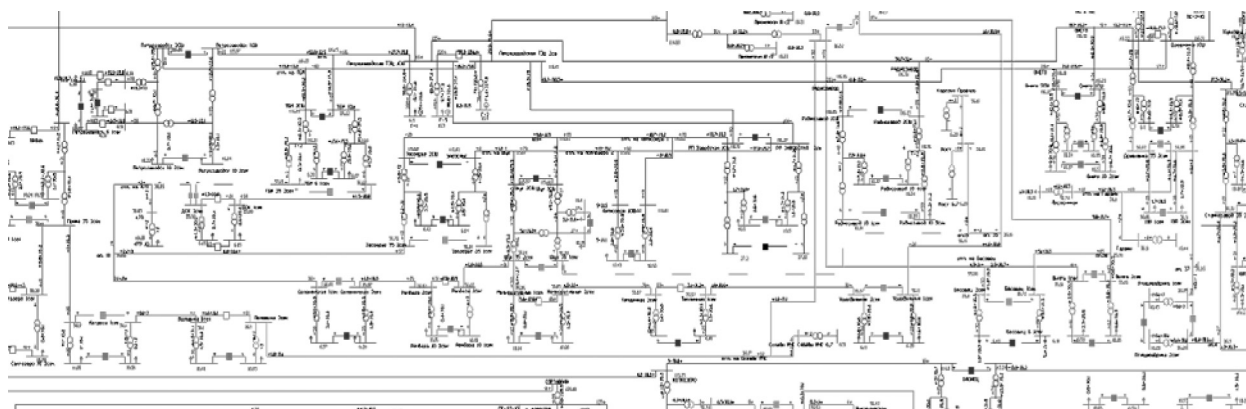


Рис. 21. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 года

б) район ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) – ПС 110 кВ Кузнечная (ПС-57). Карта-схема электрических соединений района представлена на рисунке 21.

Электроснабжение ЦП 35 кВ данного энергоузла в нормальной схеме сети осуществляется по ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Кузнечная (ПС-57) – ПС-11С Липпола (Л-30С) со стороны Ленинградской ЭС. При принятой перспективе развития энергоузла для умеренно оптимистического варианта развития на этап зимнего максимума 2024 года при отключении ВЛ 35 кВ Кузнечная – Липпола (Л-30С) в нормальной схеме сети и переводе питания энергоузла по ВЛ 35 кВ ПС-4С Леванпельто – ПС-15С Труд (Л-31С) на ПС 110 кВ Лахденпохья вследствие недостаточной пропускной способности наблюдается перегрузка головного участка транзита 35 кВ (токовая нагрузка ВЛ 35 кВ ПС-34 Лахденпохья – ПС-15С Труд (Л-70С) ограничена ТТ 150 А на данных ПС 35 кВ и составит 107,8%), снижение уровня напряжения по транзиту до аварийно допустимых значений, а также перегрузка свыше номинальных значений Т-2 ПС 110 кВ Лахденпохья на 66,6% (рисунок 24).

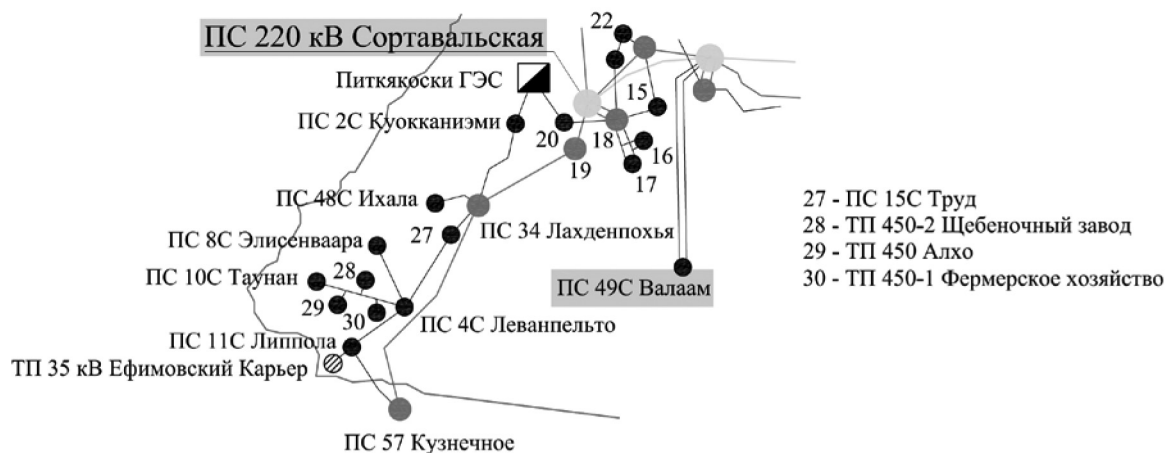


Рис. 22. Карта-схема. PS-34 Лахденпохья – PS-57 Кузнечная

В связи с тем что причиной возникновения рассматриваемой перегрузки является восстановление электроснабжения потребителей, связанное с оперативными переключениями, а следовательно, указанная ситуация не будет допущена, включение мероприятий по строительству PS в умеренно-оптимистический вариант развития Республики Карелия является излишним. Целесообразность строительства новой PS 110 кВ в данном районе необходимо рассмотреть в рамках программы развития следующего периода с учетом возможности возникновения перспективной нагрузки и последующим включением данного мероприятия в умеренно-оптимистический вариант развития.

В качестве мероприятия по устранению вышеперечисленных узких мест предлагается создание нового центра питания PS 110/35/10 кВ Куркиёки с установленной мощностью трансформаторов 2 x 16 МВ·А и переводом на ее шины нагрузки PS-4С Леванпельто и ее последующим демонтажем и перезаводом отходящих ЛЭП 35 кВ на шины нового РУ 35 кВ PS 110 кВ Куркиёки. Присоединение новой PS осуществляется путем создания заходов ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечное (Л-129) протяженностью 0,8 км (рисунки 22, 23).

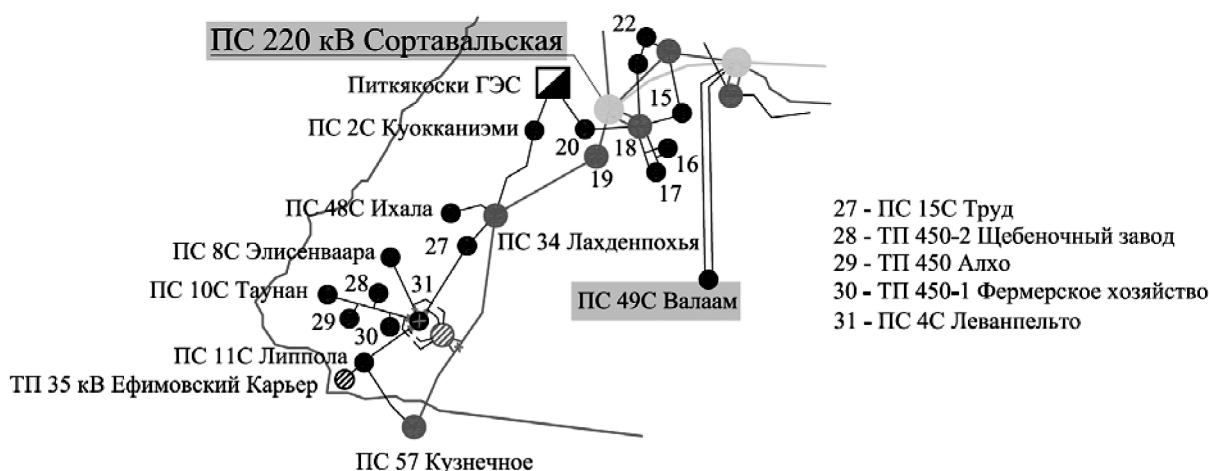


Рис. 23. Карта-схема. PS-34 Лахденпохья – PS-57 Кузнечная с учетом строительства PS 110 кВ Куркиёки

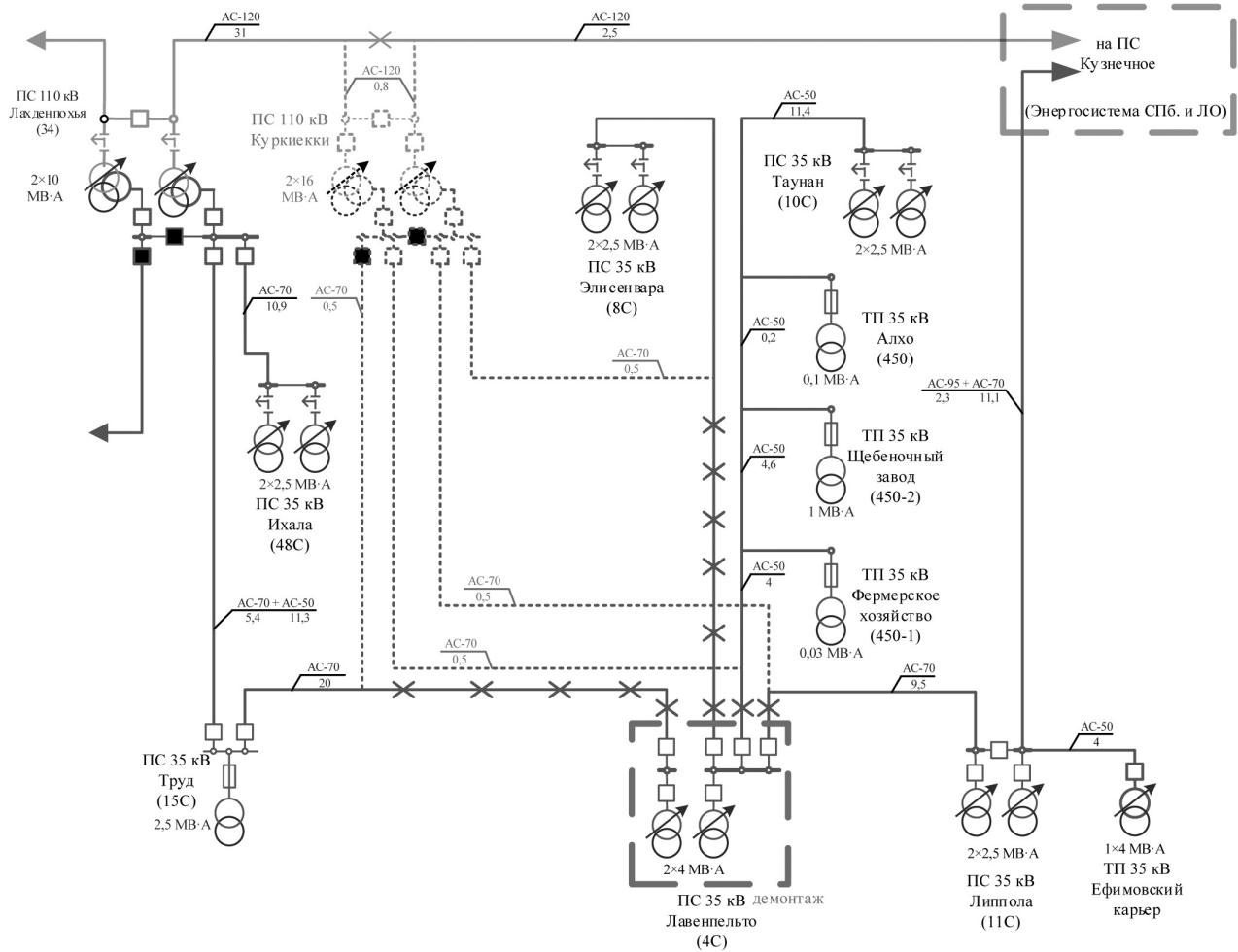


Рис. 24. Создание нового центра питания ПС 110/35/10 кВ

Расчеты электрических режимов для зимнего максимума 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития с учетом и без учета ввода ПС 110 кВ Куркиёки приведены на рисунках 24 и 25 и в таблице 67. Ввод ПС 110 кВ Куркиёки позволит устранить перегрузку питающего транзита 35 кВ (ВЛ 35 кВ ПС-34 Ладденпохья – ПС-15С Труд (Л-70С) в ремонтных схемах.

Таблица 67

Токовая загрузка трансформаторного оборудования с учетом строительства ПС 110 кВ Куркиёки на этап 2024 года умеренно-оптимистического варианта развития

№	Название	Дисп. наим.	S _{ном} ² , МВ·А	I _{ном} ² , А	Загрузка в НР			Загрузка в ремонтной схеме (N-1)		
					S, МВ·А	I, А	I/I _{ном} ² , %	S, МВ·А	I, А	I/I _{ном} ² , %
Зимний максимум 2024 года										
1.	ПС 110 кВ Куркиёки	Т-1	16	80,3	3,0	15,0	18,7	5,2	26,0	32,4
2.	ПС 110 кВ Куркиёки	Т-2	16	80,3	3,3	17,0	21,2	5,2	26,0	32,4
3.	ПС 35 кВ Липпола (ПС-11С)	Т-1	4	66	1,6	26,0	39,4	2,0	32,0	48,5
4.	ПС 35 кВ Липпола (ПС-11С)	Т-2	4	66	0,4	6,0	9,1	2,0	32,0	48,5

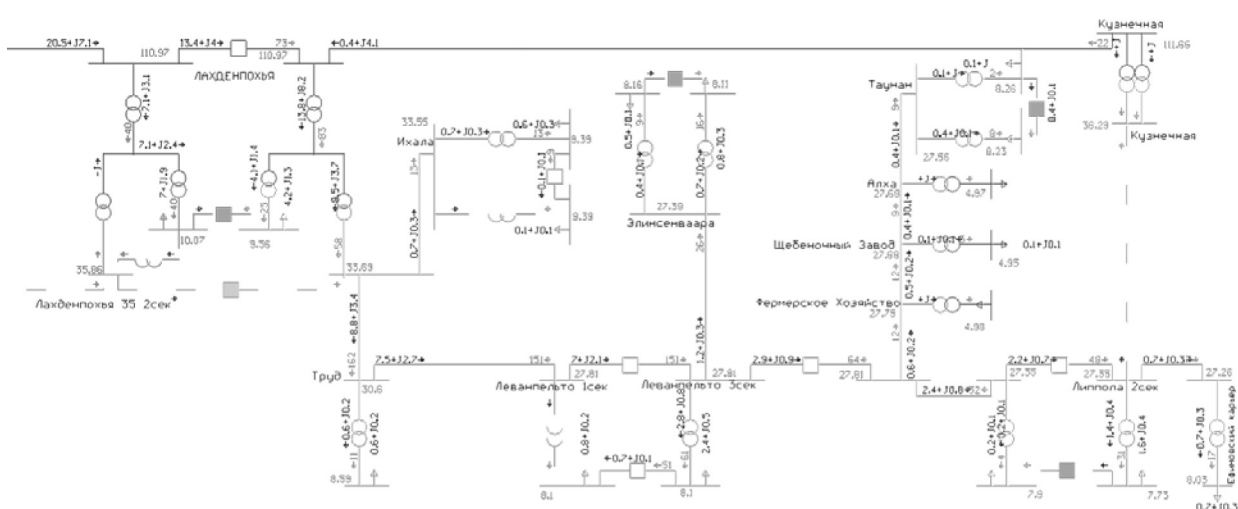


Рис. 25. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 года без учета строительства ПС 110 кВ Куркиёки (умеренно-оптимистический вариант). Аварийное отключение ВЛ 35 кВ ПС-57 Кузнечное – ПС-11С Липпола (Л-30С)

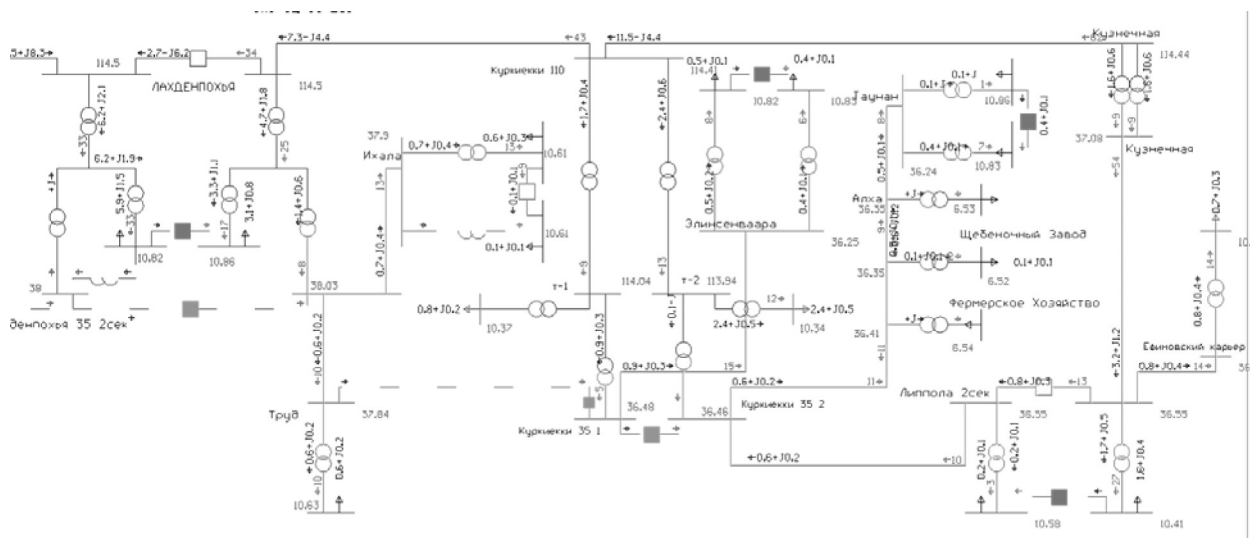


Рис. 26. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 года умеренно-оптимистического варианта с учетом строительства ПС 110 кВ Куркиёки

в) район ПС 220 кВ Древланка.

В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Древланка представляет собой нетиповую схему – одиночную не секционированную СШ. При существующей схеме РУ 220 кВ возникновение КЗ на СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древланка влечет за собой полное погашение РУ 220 кВ, размыкание транзита 220 кВ и потерю питания РУ 110 кВ ПС 220 кВ Древланка со стороны 220 кВ, что в ряде схемно-режимных ситуаций приводит к недопустимому снижению напряжения в данном районе, а именно аварийное отключение системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Древланка в случае останова Петрозаводской ТЭЦ. В данном режиме работы станции происходит снижение уровней напряжения в сети 35 – 110 кВ питающейся от ПС 220 кВ Древланка ниже аварийно-допустимых значений.

В качестве мероприятия по устранению вышеперечисленных узких мест предлагается реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Древланка. Изменение схемы ОРУ 220 кВ (с установкой нового секционного выключателя СШ 220 кВ) позволит избежать погашения ОРУ 220 кВ при КЗ на СШ;

г) город Кондопога.

Как было сказано выше, электроснабжение потребителей г. Кондопоги в настоящее время осуществляется с шин генераторного напряжения 6 кВ Кондопожской ГЭС (ГЭС-1). Зависимость нагрузки станции от водных, ремонтных и аварийных режимов является причиной недостаточной надежности электроснабжения существующих потребителей и невозможности присоединения новых потребителей в данном районе. В качестве альтернативы строительства нового ЦП в данном районе рекомендуется

рассматривать подключение новых потребителей к ПС 220 кВ Кондопога, принадлежащей АО «Кондопожский ЦБК»;

д) особая экономическая зона на территории Вяртсильского городского поселения Сортавальского муниципального района. Умеренно-оптимистичный вариант развития сети.

В соответствии с письмом № 9115/13.1-18/МЭР-и от 10 октября 2018 года Министерство экономического развития и промышленности Республики Карелия проводит работу по подготовке заявки на создание производственно-промышленной особой экономической зоны на территории Вяртсильского городского поселения Сортавальского муниципального района (далее – ОЭЗ). Суммарная мощность, заявленная потенциальными резидентами особой экономической зоны на территории Вяртсильского городского поселения Сортавальского муниципального района, составит 35 МВт.

В настоящее источником электроснабжения Вяртсильского городского поселения является ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28) 110/35/10 кВ. В настоящий момент на ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28) установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 6,3 МВ·А каждый. С учетом реализации техприсоединения потребителей в соответствии с заключенными договорами нагрузка ПС на этап 2024 года составит 5,23 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 83% от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем максимуме). Существующий резерв мощности на ПС-28 Вяртсиля составляет 1,07 МВт.

Указанный резерв мощности крайне незначителен и является недостаточным для заявленной потенциальными резидентами ОЭЗ потребности в электроснабжении для реализации инвестиционных проектов.

Для электроснабжения создаваемой ОЭЗ предлагаются следующие варианты подключения к сетям: вариант 1 (рисунок 26):

1. Строительство новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля с установленной мощностью трансформаторов 2 x 40 МВ·А.

2. Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ляскеля до новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля.

3. Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28) до новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля; вариант 2 (рисунок 27):

1. Строительство новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля с установленной мощностью трансформаторов 2 x 40 МВ·А.

2. Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Суоярви до новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля.

Присоединение потребителей заявленной мощностью 35 МВт в районе пгт Вяртсиля в Сортавальский энергоузел потребует усиление электрической сети в западной Карелии с целью обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима (отсутствие токовых перегрузок электросетевого оборудования и снижения уровней напряжения ниже допустимых величин) в послеаварийных и ремонтных схемах (рисунки 28 и 29, таблицы 68, 69).

Таблица 68

Токовая загрузка оборудования¹⁵ с учетом строительства ПС 110 кВ в пгт Вяртсиля на этап 2024 года

№ п/п	Название	$I_{длн}$, А	Загрузка в НР			Загрузка в ремонтной схеме (N-1)		
			S, МВ·А	I, А	$I/I_{длн}$, %	S, МВ·А	I, А	$I/I_{длн}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вариант 1. Зимний максимум 2024 года								
1.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)	300	2,81	14,64	4,6	41,96	247,20	77,3
2.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Хаапалампи (Л-122)	300	14,34	50,29	16,8	31,61	188,07	62,7
3.	ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви	300	74,38	191,43	63,8	0,00	0,00	0,00
4.	ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви	400	91,98	225,59	56,4	54,59	137,73	34,4
Вариант 2. Зимний максимум 2024 года								

¹⁵ С учетом дополнительной нагрузки 31,6 МВт.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)	300	4,63	24,98	7,81	37,47	199,49	62,34
2.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Хаапалампи (Л-122)	300	15,70	79,55	25,21	25,61	142,95	44,67
3.	ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви	300	56,08	141,70	47,23	14,36	41,20	13,73
4.	ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви	400	92,82	226,55	56,64	0,00	0,00	0,00

Таблица 69

Значения напряжений на стороне высшего напряжения подстанций с учетом строительства ПС 110 кВ в пгт Вяртсиля на этап 2024 года

№ п/п	Название ПС	$U_{ном}$, кВ	Напряжение в НР, кВ	Напряжение в ремонтной схеме (N-1), кВ
Вариант 1. Зимний максимум 2024 год				
1.	1с-110 кВ, ПС 220 кВ Ляскеля	110	112,04	92,54
2.	1СШ-110 кВ, ПС 220 кВ Сортавальская	110	111,61	93,43
3.	ПС 110 кВ Вяртсиля	110	107,1	86,69
4.	Новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля	110	106,94	86,43
Вариант 2. Зимний максимум 2024 год				
1.	1с-110 кВ, ПС 220 кВ Ляскеля	110	114,68	100,42
2.	1СШ-110кВ, ПС 220 кВ Сортавальская	110	114,02	101,34
3.	ПС 110 кВ Вяртсиля	110	112,28	99,51
4.	Новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля	110	106,67	91,29

В дополнение к вариантам подключения к сетям ОЭЗ предлагаются следующие мероприятия усиления сети в западной Карелии:

вариант 1:

1. Строительство новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля с установленной мощностью трансформаторов 2 x 40 МВ·А.

2. Строительство ВЛ 110 кВ ПС 220 кВ Ляскеля – новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля.

3. Строительство ВЛ 110 кВ ПС 28 Вяртсиля – новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля.

4. Установка на новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля двух БСК мощностью 2 x 9 Мвар;

вариант 2:

1. Строительство новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля с установленной мощностью трансформаторов 2 x 40 МВ·А.

2. Строительство двух ВЛ 110 кВ ПС 220 кВ Суоярви – новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля.

3. Установка на новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля двух БСК мощностью 2 x 9 Мвар.

Фрагмент схемы потокораспределения в послеаварийном режиме с учетом мероприятий усиления сети представлен на рисунках 30, 31. Результаты потокораспределения представлены в таблицах 70, 71.

Таблица 70

Токовая нагрузка оборудования с учетом строительства ПС 110 кВ в п г т Вяртсиля на этап 2024 год

№ п/п	Название	$I_{ддтн}$, А	Загрузка в НР			Загрузка в ремонтной схеме (N-1)		
			S, МВ·А	I, А	$I/I_{ддтн}$, %	S, МВ·А	I, А	$I/I_{ддтн}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вариант 1. Зимний максимум 2024 г.								
1.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)	300	4,24	21,92	6,85	40,77	219,40	68,56

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Хаапалампи (Л-122)	300	12,60	66,36	20,74	28,08	160,74	50,23
3.	ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви	300	75,73	189,51	63,17	0,00	0,00	0,00
4.	ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви	400	94,43	227,98	56,99	56,18	137,51	34,38
Вариант 2. Зимний максимум 2024 г.								
1.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)	300	14,94	76,48	23,90	43,17	224,82	70,26
2.	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Хаапалампи (Л-122)	300	23,91	119,71	37,41	36,00	188,91	59,04
3.	ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви	300	61,03	147,81	49,27	17,63	46,41	15,47
4.	ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви	400	101,21	243,75	60,94	0,00	0,00	0,00

Таблица 71

Значения напряжений на стороне высшего напряжения подстанций с учетом строительства ПС 110 кВ в пгт Вяртсиля на этап 2024 года

№ п/п	Название ПС	$U_{ном}$, кВ	Напряжение в НР, кВ	Напряжение в ремонтной схеме (N-1), кВ
Вариант 1. Зимний максимум 2024 год				
1.	1с-110 кВ, ПС 220 кВ Ляскеля	110	117,47	104,22
2.	1СШ-110 кВ, ПС 220 кВ Сортавальская	110	116,5	105,9
3.	ПС 110 кВ Вяртсиля	110	115,68	101,67
4.	Новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля	110	115,63	101,56
Вариант 2. Зимний максимум 2024 год				
1.	1с-110 кВ, ПС 220 кВ Ляскеля	110	118,43	109,63
2.	1СШ-110 кВ, ПС 220 кВ Сортавальская	110	119,31	111,07
3.	ПС 110 кВ Вяртсиля	110	117,54	109,31
4.	Новая ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля	110	116,45	104,61

Также следует отметить, что в режимах работы с отключенным состоянием БСК на ПС 220 кВ Сортавальская и новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля будут наблюдаться пониженные уровни напряжения в энергорайоне западной Карелии в ремонтных схемах ВЛ 220 кВ. В качестве мероприятия для устранения снижения напряжения, в дополнение к вариантам подключения новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля предлагается строительство новой ВЛ 220 кВ, а именно:

- 1) по варианту 1 – строительство ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Ляскеля;
- 2) по варианту 2 – строительство ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви.

Таким образом, в связи со сложным характером технологического присоединения и значительной (для данного энергоузла) величиной присоединяемой нагрузки рекомендуется выполнить внебюджетную проектно-исследовательскую работу по определению оптимальной схемы внешнего электроснабжения новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля на основе технико-экономического сравнения различных вариантов присоединения. Данная работа позволит определить необходимость и требуемые объемы усиления существующей сети 110 – 220 кВ данного энергоузла, а также общие финансовые затраты для каждого из предложенных вариантов присоединения нагрузки потребителя.

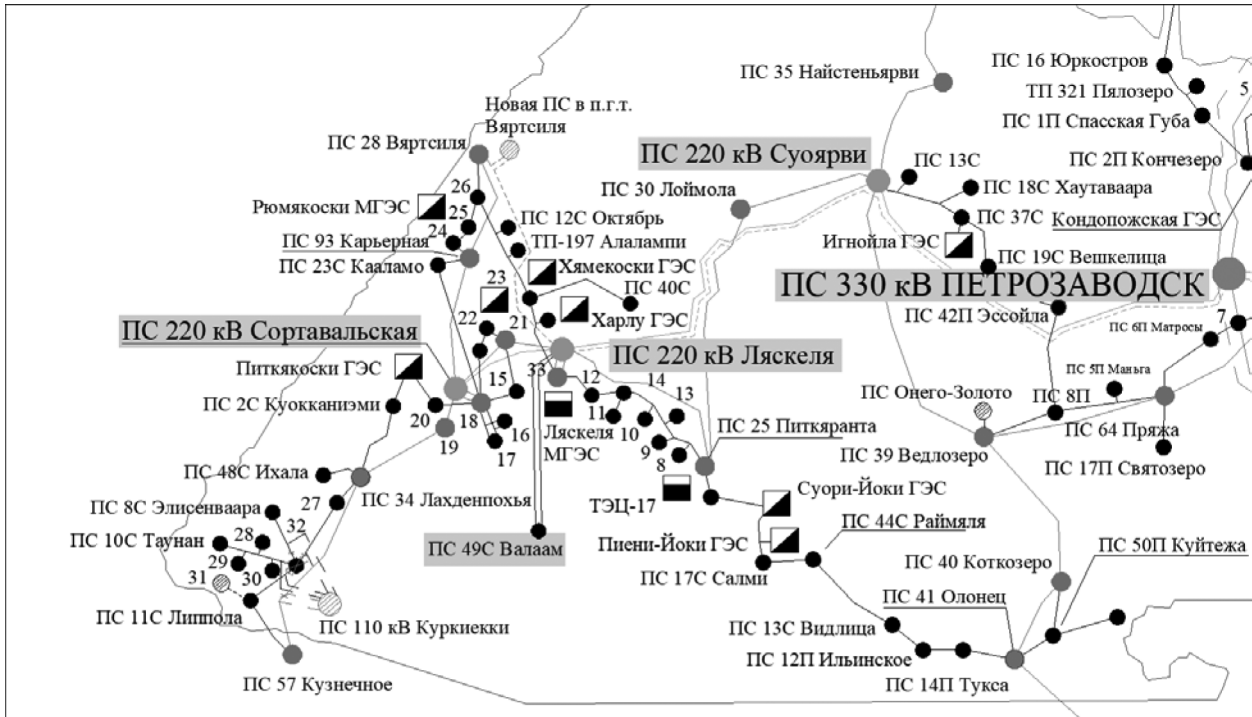


Рис. 27. Карта-схема. Подключение новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля по варианту 1

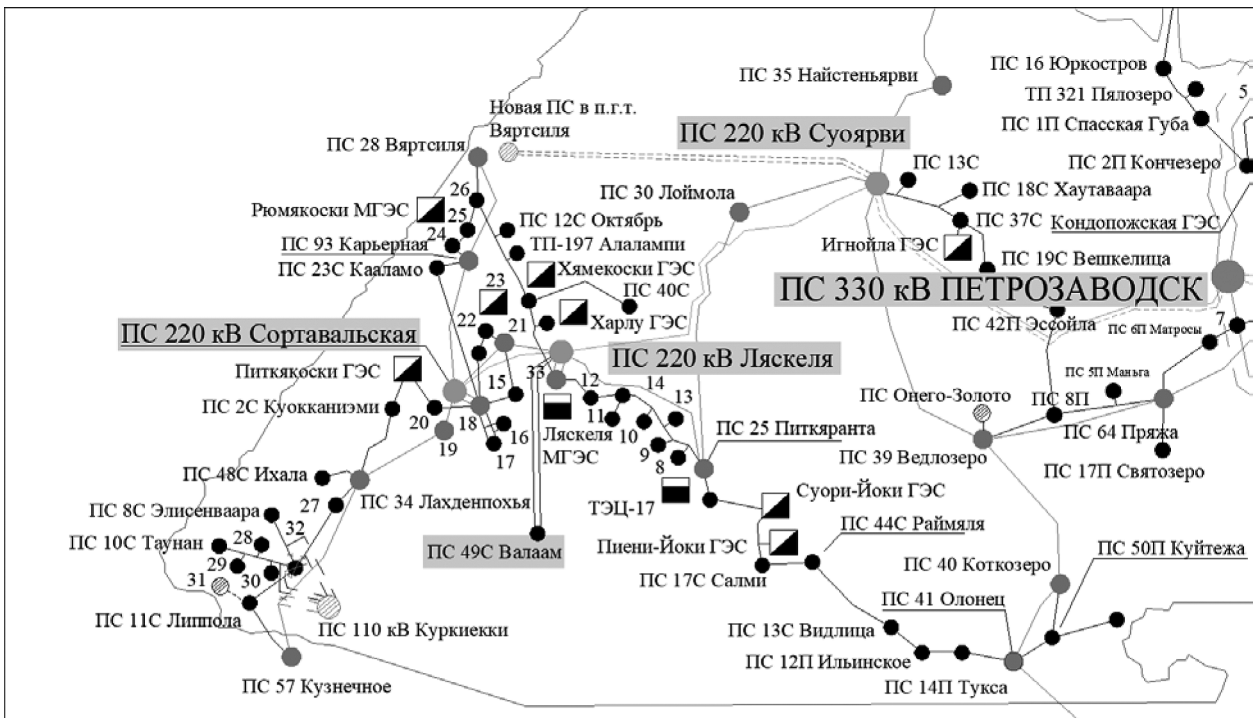


Рис. 28. Карта-схема. Подключение новой ПС 110/10 кВ в пгт Вяртсиля по варианту 2

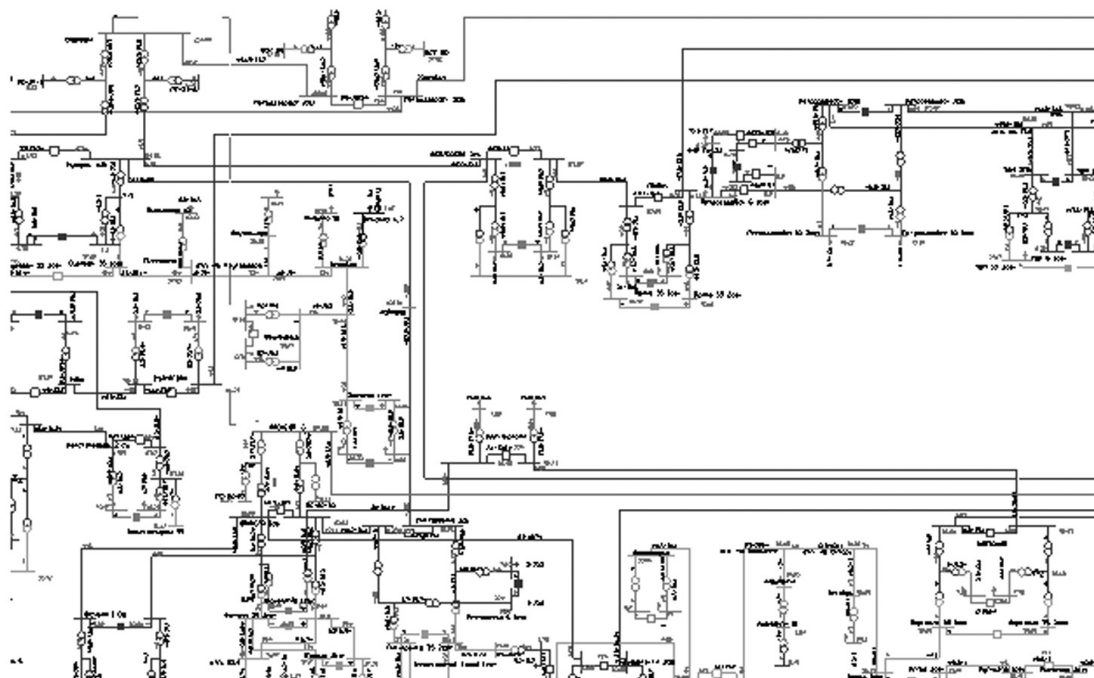


Рис. 29. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 г. при отключении ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви

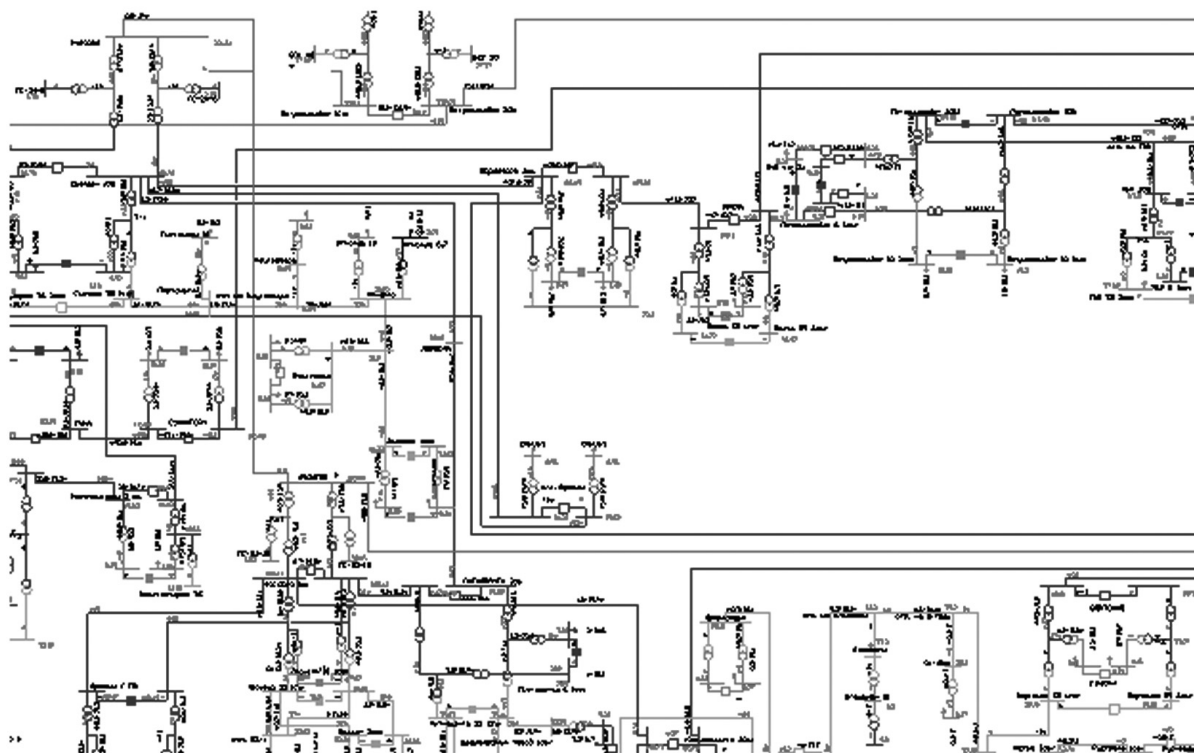


Рис. 30. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 г. при отключении ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви

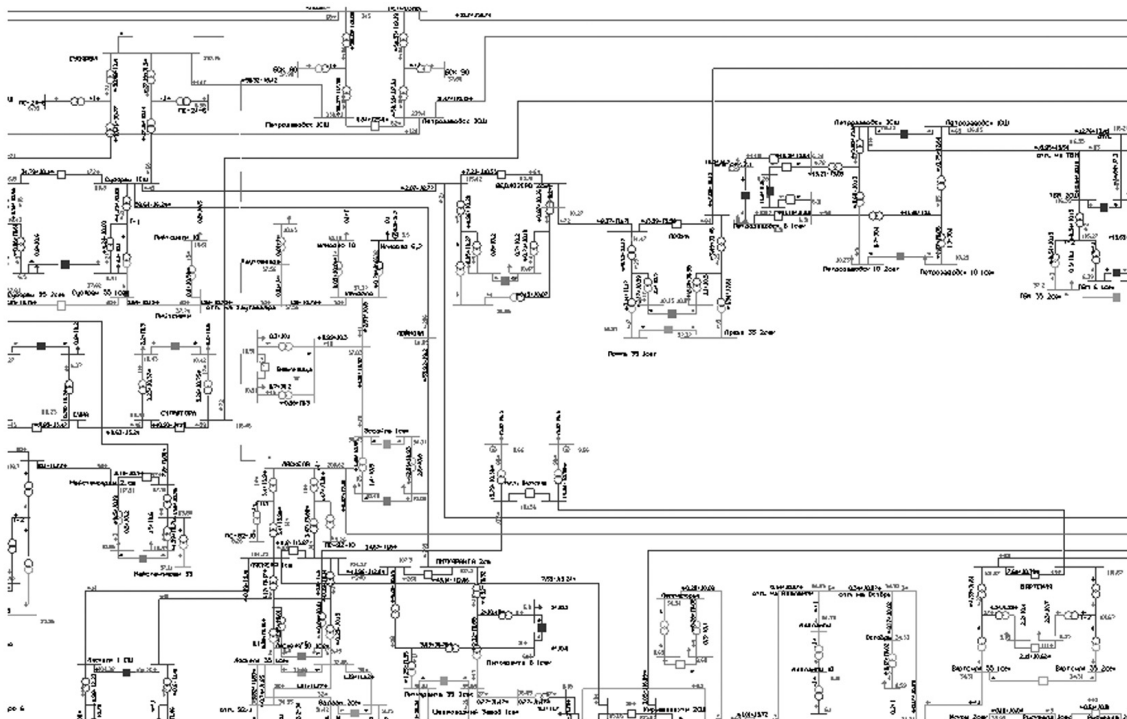


Рис. 31. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 г. при отключении ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви с учетом мероприятий по усилению сети

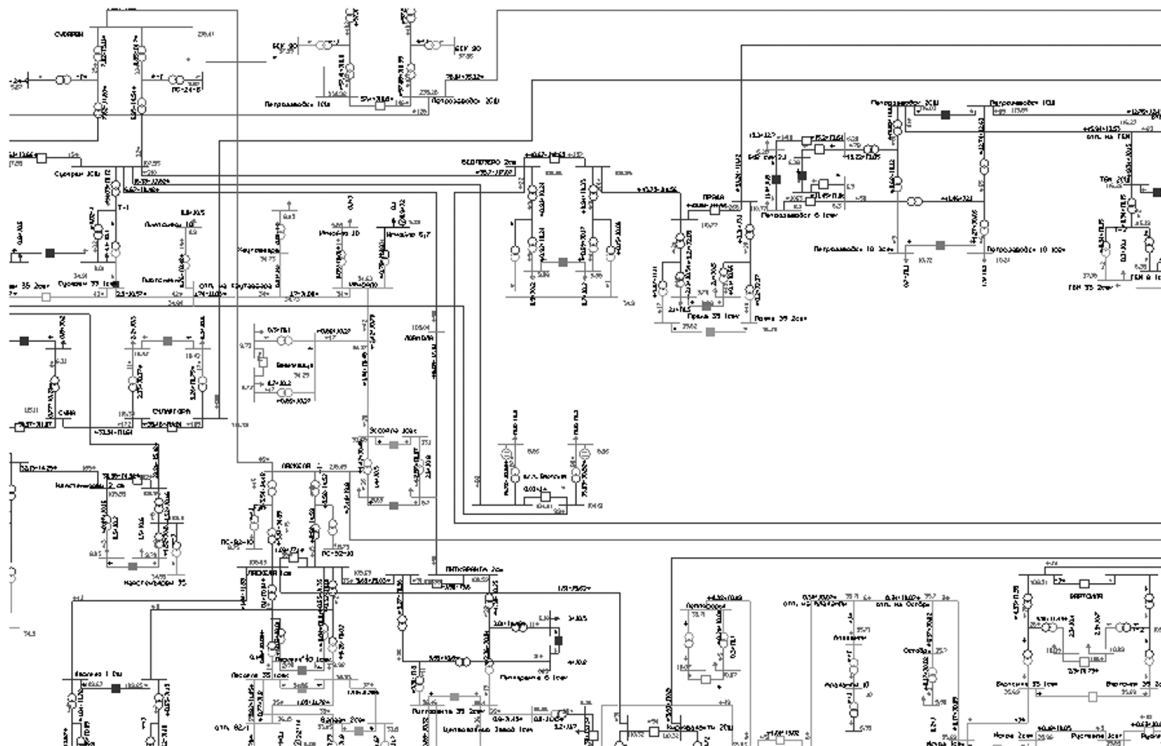


Рис. 32. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Республики Карелия в режиме зимнего максимума 2024 г. при отключении ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви с учетом мероприятий по усилению сети

3) рекомендации по ограничению перегрузок и увеличению пропускной способности системообразующих и распределительных сетей.

Ограничение выдачи мощности электростанций Выгского каскада ГЭС (Маткожненская ГЭС, Выгостровская ГЭС, Беломорская ГЭС, Палакоргская ГЭС) в ряде схемно-режимных ситуаций. При аварийном отключении ряда сетевых элементов в схеме ремонта линий схемы выдачи мощности каскада наблюдается токовая перегрузка следующих ВЛ 110 кВ:

ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111);

ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102);

ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115).

Для данных ВЛ токовая нагрузка превышает аварийно-допустимое значение и в качестве мероприятия по устранению перегрузки в послеаварийных режимах рекомендуется установка АОПО на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) и на ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) с действием на ограничение генерации Каскада Выгских ГЭС, которая позволит снизить нагрузку ВЛ до длительно допустимых значений. Без установки АОПО необходимо ограничение генерируемой мощности ГЭС Выгского каскада в ремонтных схемах в летних режимах. В связи с тем, что в режиме паводка не проводятся ремонты ЛЭП в избыточном районе Каскада Выгских ГЭС, также, при необходимости, на стадиях планирования и оперативного управления режимом ограничивается генерируемая мощность Каскада Выгских ГЭС с целью недопущения перегрузки ЛЭП и оборудования в послеаварийной схеме сети, поэтому данные мероприятия рассматриваются в рамках умеренно-оптимистического варианта развития.

Все вышеописанные предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы, не вошедшие в существующие инвестиционные программы, а также предлагаемые для корректировки в существующих инвестиционных программах субъектов энергетики Республики Карелия с кратким техническим обоснованием приведены в таблице 72.

Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы

№ п/п	Наименование объекта	Рекомендуемый год реализации	Мероприятие	Техническое обоснование
1	2	3	4	5
Базовый вариант развития энергосистемы Республики Карелия				
1.	ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К)	2024	рекомендуется корректировка инвестиционного проекта I_000-32-1-03.21-0097 в части трансформаторной мощности: реконструкция ПС с заменой трансформаторов 2 x 2,5 МВ·А на новые 2 x 1 МВ·А	в соответствии с информацией, приведенной в приложении 7, выявлено, что ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) относится к недозагруженным ПС. Загрузка оставшегося в работе трансформатора при аварийном отключении другого на 2024 год составляет 15,1%. С целью оптимизации загрузки подстанции и снижения потерь рекомендуется замена на ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) существующих трансформаторов мощностью 2 x 2,5 МВ·А на новые мощностью 2 x 1 МВ·А (мощность трансформатора 1 МВ·А является минимально возможной на класс напряжения 35 кВ среди типовых решений). Загрузка оставшегося в работе трансформатора ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) при аварийном отключении другого на 2024 год в таком случае составит 37,8%. Протокол заседания Совета директоров ПАО «МРСК Северо-Запада» № 303/16 от 25.12.2018 г.
Умеренно-оптимистический вариант				
1.	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	2022	перемещение трансформаторов с ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) мощностью 2 x 16 МВ·А	в настоящий момент на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ·А каждый, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1, Т-2 (ТДТН-10000/110-71-У1 – год ввода 2004 и 2003). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) за период 2016 – 2018 годов составила 11,06 МВ·А в день зимнего контрольного замера (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составляет 111,6% от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимнем контрольном замере). На период 2019 – 2024 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение, а также по заявкам, учитываемым в умеренно-оптимистическом варианте развития, с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки составляет 4 300 кВт. С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей нагрузка ПС на этап 2024 г. составит 15,61 МВ·А в режиме зимнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 158,35% от номинального тока ($I/I_{ном}$)) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1). В соответствии с суточными графиками нагрузки (таблица 64) продолжительность данных токовых перегрузок оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2)

1	2	3	4	5
				<p>при отключении Т-2 (Т-1) в зимний период превышает допустимую длительность аварийных перегрузок трансформаторов, определенную согласно требованиям к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго № 81 от 8 февраля 2019 г.) (таблица 65). Осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Ладденпохья (ПС-34) на соседние ЦП за время, не превышающее допустимое время аварийной перегрузки (10 мин), не представляется возможным. Таким образом, на перспективу до 2024 года умеренно-оптимального варианта развития существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ладденпохья (ПС-34) (2 x 10 МВ·А) недостаточно для электроснабжения потребителей при аварийном отключении Т-2 (Т-1). Требуется замена трансформаторов на новые мощностью 2 x 16 МВ·А. В соответствии с информацией, приведенной в приложении 7, выявлено, что ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) относится к недогруженным ПС. Загрузка оставшегося в работе трансформатора при аварийном отключении другого на 2024 год составляет 19,6%. С целью оптимизации загрузки подстанции и снижения потерь рекомендуется перемещение трансформаторов мощностью 2 x 16 МВ·А с ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) на ПС 110 кВ Ладденпохья (ПС-34). После осуществления перемещения трансформаторов на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) будут установлены трансформаторы 2 x 10 МВ·А. Загрузка оставшегося в работе трансформатора ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) при аварийном отключении другого на 2024 год в таком случае составит 31,4%</p>
2.	Каскад Выгских ГЭС	2022	установка АОПО на ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) с действием на ограничение генерации Выгского Каскада ГЭС	<p>при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) в режиме паводка длительно-допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) составит 106,2% от длительно и аварийно допустимого значения, ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112) – 101% от длительно и аварийно допустимого значения. Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) с действием на ограничение генерации Выгского Каскада ГЭС объемом 8 МВт позволит снизить нагрузку ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) до длительно допустимых значений</p>
3.	Каскад Выгских ГЭС	2022	замена ТТ на Маткожненской ГЭС (ГЭС-3) и ПС 110 кВ Идель (ПС-61) на новый с номинальным током не менее 750 А	<p>при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) в нормальной схеме сети длительно-допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102)</p>

1	2	3	4	5
				составит 104% от длительно и аварийно допустимого значения. Допустимая токовая нагрузка по данной ВЛ ограничена ТТ (600 А). Замена ТТ на Маткожненской ГЭС и ПС 110 кВ Идель на новый с номинальным током не менее 750 А позволит устранить данную перегрузку
4.	Каскад Выгских ГЭС	2022	замена ТТ на Ондской ГЭС (ГЭС-4) и Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) на новый с номинальным током не менее 750 А	при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) в нормальной схеме сети длительно допустимая токовая нагрузка кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) составит 103,7% от длительно и аварийно допустимого значения. Допустимая токовая нагрузка по данной ВЛ ограничена ТТ (600 А). Замена ТТ на Ондской ГЭС и Палакоргской ГЭС на новый с номинальным током не менее 750 А позволит устранить данную перегрузку
5.	Каскад Выгских ГЭС	2022	установка противоаварийной автоматики (АОПО) на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) с действием на ограничение генерации ГЭС Выгского Каскада	в режиме паводка 2020 г при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102). Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) составит 139,1% и достигнет 113,7% от аварийно допустимого значения, для ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) длительно допустимая токовая нагрузка составит 128,6%, аварийнодопустимая – 105,1%. Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) с действием на ограничение генерации Маткожненская ГЭС (ГЭС-3) или любых других ГЭС Выгского Каскада объемом 31 МВт позволит снизить нагрузку ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) до длительно допустимых значений
6.	ПС 220 кВ Костомукша	2022	установка на ПС 220 кВ Костомукша БСК 2 x 52 Мвар	ТУ № 370/ТУ-М7 (с изменениями № 1 от 19.03.2020) на основании ДПП №552/ПП-М7 от 12.12.2016 года
7.	ПС 220 кВ Медвежьегорск	2020	установка на ПС 220 кВ Медвежьегорск или расширение существующих устройств ПА, действующих по факту перегрузки Т-1 или Т-2 на отключение потребителей ОАО «РЖД» со стороны ТП 10 кВ № 6 Медвежья Гора, с установкой УПАСК на ПС 220 кВ Медвежьегорск	при аварийном отключении Т-1 (25 МВ·А) ПС 220 кВ Медвежьегорск в режимах зимнего максимума токовая нагрузка Т-2 (20 МВ·А) составляет 129%. Данное мероприятие включено в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» (тех. ИД – 3330254)

4.10. Анализ схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Карелия и предложения по модернизации системы теплоснабжения

Развитие систем теплоснабжения муниципальных образований осуществляется на основании схем теплоснабжения. Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным законом от 27.07.2010 (ред. от 25.06.2012) № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Данные о стадиях разработки схем теплоснабжения по муниципальным образованиям Республики Карелия по состоянию на июнь 2019 года представлены в таблице 73.

Таблица 73

Схемы теплоснабжения по муниципальным образованиям Республики Карелия по состоянию на июнь 2019 год

Наименование МО	Документ, утверждающий схему	Примечание
1	2	3
Петрозаводский городской округ	Утверждена постановлением администрации Петрозаводского городского округа от 25.09.2014 г. № 4786 (актуализация: Приказ Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия от 24.05.2019 г. № 142)	актуальная
Костомукшский городской округ	Утверждена постановлением администрации Костомукшского городского округа от 14.05.2014 г. № 485 (актуализация: постановление администрации Костомукшского городского округа от 29.05.2017 г. № 357)	требует актуализации
Сортавальский муниципальный район		
Вяртсильское городское поселение	Утверждена решением Совета Вяртсильского городского поселения 7-й сессии 3-го созыва от 04.04.2014 г. № 20	требует актуализации
Хелюльское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Хелюльского сельского поселения 05.11.2014 г. № 62	требует актуализации
Хаапалампинское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Сортавальского муниципального района от 30.12.2016 г. № 168	требует актуализации
Кааламское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Сортавальского муниципального района от 30.12.2016 г. № 168	требует актуализации
Сортавальское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Сортавальского городского поселения от 23.09.2016 г. № 64	требует актуализации
Калевальский муниципальный район		
Калевальское городское поселение	Утверждена решением Совета Калевальского городского поселения от 23.12.2013 г. № 3-4-28	требует актуализации
Юшкозерское сельское поселение	Утверждена решением Совета Юшкозерского сельского поселения № 1Х-111-27 от 05.09.2014 г.	требует актуализации
Боровское сельское поселение	Утверждена решением Совета Боровского сельского поселения от 23.12.2013 г. № 111-06-43	требует актуализации
Луусалмское сельское поселение	Утверждена решением Совета Луусалмского сельского поселения от 09.04.2014 г. № 3-7-26	требует актуализации
Кондопожский муниципальный район		
Кондопожское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Кондопожского городского поселения № 10 от 07.03.2014 г.	требует актуализации
Янишпольское сельское поселение	Утверждена решением Совета Янишпольского сельского поселения № 63 от 26.02.2016 г.	требует актуализации

1	2	3
Кяппесельгское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Кондопожского муниципального района № 297 от 25.05.2016 г.	требует актуализации
Кончезерское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Кончезерского сельского поселения от 16.10.2014 г. № 29-п	требует актуализации
Гирвасское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Гирвасского сельского поселения № 23-А от 30.04.2014 г.	требует актуализации
Петровское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Кедрозерское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Новинское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Муезерский муниципальный район		
Муезерское городское поселение	Утверждена решением внеочередной сессии 3 созыва № 56 Совета Муезерского городского поселения от 17.06.2014 г.	требует актуализации
Ледмозерское сельское поселение	Утверждена решением 40-й сессии 7-го созыва Совета Ледмозерского сельского поселения № 3 от 21.03.2014 г.	требует актуализации
Ругозерское сельское поселение	Утверждена решением 41-й Сессии 2-го созыва Совета Ругозерского сельского поселения от 14.03.2013 г. № 72	требует актуализации
Воломское сельское поселение	Утверждена решением 19-й сессии 2-го созыва Совета депутатов Воломского сельского поселения от 30.07.2012 г. № 76	требует актуализации
Пенингское сельское поселение	Утверждена решением 3-й сессии 3-го Созыва Совета Пенингского сельского поселения № 13 от 21.10.2013 г.	требует актуализации
Суккозерское сельское поселение	Утверждена решением 23-й сессии 2-го созыва Суккозерского сельского поселения от 20.12.2012 г. № 116	требует актуализации
Лендерское сельское поселение	Утверждена решением Совета Лендерского сельского поселения от 07.12.2012 г. № 91	требует актуализации
Ребольское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Медвежьегорский муниципальный район		
Медвежьегорское городское поселение	Утверждена постановлением главы Медвежьегорского городского поселения № 50 от 28.03.2014 г.	требует актуализации
Великогубское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Великогубского сельского поселения № 41 от 17.07.2014 г.	требует актуализации
Пиндушское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Пиндушского городского поселения от 22.12.2014 г. № 156	требует актуализации
Повенецкое сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Повенецкого городского поселения № 118 от 10.12.2013 г.	требует актуализации
Толвуйское сельское поселение	Утверждена постановлением главы Толвуйского сельского поселения № 111 от 26.11.2014 г.	требует актуализации
Шуньгское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Шуньгского сельского поселения № 106 от 28.11.2016 г.	требует актуализации
Паданское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Чёбинское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Чёлмужское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется

1	2	3
Суоярвский муниципальный район		
Суоярвское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Суоярвского городского поселения № 236-А от 17.12.2014 г.	требует актуализации
Поросозерское сельское поселение	Утверждена решением Совета Поросозерского сельского поселения от 05.12.2012 г. № 186	требует актуализации
Найстенъярвское сельское поселение	Утверждена решением Совета Найстенъярвского сельского поселения VII сессии III созыва № 43 от 30.05.2014 г.	требует актуализации
Вешкельское сельское поселение	Утверждена решением Совета Вешкельского сельского поселения от 27.04.2012 г. № 4	требует актуализации
Лоймольское сельское поселение	Утверждена решением Совета Лоймольского сельского поселения № 192 от 03.12.2012 г.	требует актуализации
Кемский муниципальный район		
Кемское городское поселение	Утверждена решением Совета Кемского городского поселения № 19-3/73 от 20.03.2015 г.	требует актуализации
Рабочеостровское сельское поселение	Утверждена постановлением главы Рабочеостровского сельского поселения от 23.04.2013 г. №22	требует актуализации
Кривопорожское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Кривопорожского сельского поселения № 35 от 25.06.2015 г.	требует актуализации
Куземское сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 305 от 25.10.2018 г.	актуальная
Беломорский муниципальный район		
Беломорское городское поселение	Утверждена решением Совета Беломорского городского поселения от 23.07.2013 г. № 162-1	требует актуализации
Летнереченское сельское поселение	Утверждена решением V сессии II созыва Совета Летнереченского сельского поселения от 24.12.2013 г. № 21	требует актуализации
Сосновецкое сельское поселение	Утверждена решением Совета Сосновецкого сельского поселения от 23.12.2013 г. № 22	требует актуализации
Сумпосадское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Сегежский муниципальный район		
Сегежское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Сегежского городского поселения № 69 от 12.04.2016 г.	требует актуализации
Надвоицкое городское поселение	Утверждена постановлением администрации Надвоицкого городского поселения № 123/1 от 25.12.2014 г.	требует актуализации
Чернопорожское сельское поселение	Утверждена решением Совета Чернопорожского сельского поселения от 18.09.2014 г. № 18	требует актуализации
Валдайское сельское поселение	Утверждена решением Совета Валдайского сельского поселения от 25.09.2014 г. № 44	требует актуализации
Идельское сельское поселение	Утверждена решением Совета Идельского сельского поселения № 42 от 26.09.2014 г.	требует актуализации
Поповпорожское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Лоухский муниципальный район		
Лоухское городское поселение	Утверждена распоряжением администрации Лоухского городского поселения № 20-а от 04.02.2014 г.	требует актуализации
Чупинское городское поселение	Утверждена Постановлением администрации Чупинского городского поселения от 18.02.2014 г. № 3	требует актуализации

1	2	3
Пяозерское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Пяозерского сельского поселения № 31 от 31.12.2013 г.	требуется актуализация
Плотинское сельское поселение	Утверждена решением VI сессии III созыва Совета Плотинского сельского поселения № 15 от 24.04.2014 г.	требуется актуализация
Амбарнское сельское поселение	Утверждена решением 4-й сессии 3-го созыва Совета Амбарнского сельского поселения № 8 от 26.12.2013 г.	требуется актуализация
Кестеньгское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Кестеньгского сельского поселения № 47 от 29.11.2013 г.	требуется актуализация
Малиноваракское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Малиноваракского сельского поселения от 31.03.2015 г. № 6	требуется актуализация
Лахденпохский муниципальный район		
Лахденпохское городское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 180 от 08.06.2018 г.	актуальная
Элисенваарское сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 381 от 24.12.2018 г.	актуальная
Мийнальское сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 383 от 24.12.2018 г.	актуальная
Хийтольское сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 382 от 24.12.2018 г.	актуальная
Куркиекское сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 384 от 24.12.2018 г.	актуальная
Олонецкий национальный муниципальный район		
Олонецкое городское поселение	Утверждена постановлением администрации Олонецкого городского поселения № 352 от 29.12.2016 г.	требуется актуализация
Коткозерское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Коткозерского сельского поселения от 12.05.2014 г. № 26	требуется актуализация
Куйтежское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Куйтежского сельского поселения от 22.09.2014 г. № 30	требуется актуализация
Коверское сельское поселение	Утверждена постановлением главы Коверского сельского поселения от 30.12.2013 г. № 76-п	требуется актуализация
Ильинское сельское поселение	Утверждена постановлением главы администрации Ильинского сельского поселения от 01.04.2014 г. № 82	требуется актуализация
Видлицкое сельское поселение	Утверждена постановлением главы администрации Видлицкого сельского поселения от 07.11.2013 г. № 59	требуется актуализация
Мегрегское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Мегрегского сельского поселения № 22 от 31.07.2014 г.	требуется актуализация
Туксинское сельское поселение	Утверждена постановлением главы Туксинского сельского поселения от 13.01.2014 г. № 01	требуется актуализация
Михайловское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Михайловского сельского поселения от 06.12.2012 г. № 32	требуется актуализация
Питкярантский муниципальный район		
Питкярантское городское поселение	Утверждена решением XLIII сессии II созыва Питкярантского городского поселения № 233 от 30.08.2013 г.	требуется актуализация
Имплахтинское сельское поселение	Утверждена решением V сессии III созыва Совета Импахтинского сельского поселения № 22 от 26.12.2013 г.	требуется актуализация

1	2	3
Харлусское сельское поселение	Утверждена решением VI сессии III созыва Харлусского сельского поселения от 22.01.2014 г. № 26	требуется актуализации
Ляскельское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Ляскельского сельского поселения от 10.07.2015 г. № 148	требуется актуализации
Салминское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Салминского сельского поселения № 47 от 30.05.2014 г.	требуется актуализации
Прионежский муниципальный район		
Мелиоративное сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Мелиоративного сельского поселения № 58 от 31.12.2014 г. года	требуется актуализации
Шуйское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Прионежского муниципального района от 15.04.2016 г. № 347	требуется актуализации
Пайское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Прионежского муниципального района от 15.04.2016 г. № 346	требуется актуализации
Ладвинское сельское поселение	Утверждена постановлением главы администрации Ладвинского сельского поселения № 136 от 29.12.2014 г.	требуется актуализации
Нововилговское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Прионежского муниципального района от 15.04.2016 г. № 345	требуется актуализации
Заозерское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Заозерского сельского поселения от 21.01.2016 г. № 5	требуется актуализации
Деревянское сельское поселение	Утверждена решением Совета Деревянского сельского поселения от 07.11.2014 г. № 8	требуется актуализации
Рыборецкое сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Прионежского муниципального района от 15.04.2016 г. № 344	требуется актуализации
Шелтозерское сельское поселение	Утверждена решением № 2 УШ сессии III созыва Совета Шелтозерского вепского сельского поселения от 22.10.14 г.	требуется актуализации
Шокшинское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Прионежского муниципального района от 15.04.2016 г. № 348	требуется актуализации
Ладва-Веткинское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется
Гарнизонное сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 181 от 14.06.2018 г.	актуальная
Пряжинский муниципальный район		
Пряжинское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Пряжинского городского поселения № 25 от 04.12.2014 г.	требуется актуализации
Матросское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Матросского поселения № 52 14.05.2015 г.	требуется актуализации
Ведлозерское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Ведлозерского сельского поселения от 11.11.2015 г. № 54	требуется актуализации
Святозерское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Святозерского сельского поселения от 24.11.2015 г. № 47	требуется актуализации
Крошнозерское сельское поселение	Утверждена постановлением администрации Крошнозерского сельского поселения № 42 от 29.12.2014 г.	требуется актуализации
Эссойльское сельское поселение	Утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия № 27 от 04.02.2019 г.	актуальная
Чалнинское сельское поселение	Имеется информация за 2012 год о начале разработке схемы. Информация об ее утверждении отсутствует	требуется актуализации

1	2	3
Пудожский муниципальный район		
Пудожское городское поселение	Утверждена постановлением администрации Пудожского городского поселения № 42-П от 07.02.2014 г.	требуется актуализации
Шальское сельское поселение	Утверждена решением Совета Шальского сельского поселения № 4 от 21.10.2013 г.	требуется актуализации
Пяльмское сельское поселение	Утверждена решением Совета Пяльмского сельского поселения от 29.04.2014 г. № 41	требуется актуализации
Кривецкое сельское поселение	Утверждена решением Совета Кривецкого сельского поселения 6-й сессии 3-го созыва № 135 от 10.06.2014 г.	требуется актуализации
Красноборское сельское поселение	Утверждена решением Совета Красноборского сельского поселения № 87 от 27.12.2013 г.	требуется актуализации
Кубовское сельское поселение	Утверждена решением Совета Кубовского сельского поселения № 18 от 10.06.2014 г.	требуется актуализации
Авдеевское сельское поселение	Утверждена решением Совета Авдеевского сельского поселения № 6 от 28.05.2014 г.	требуется актуализации
Куганаволокское сельское поселение	Отсутствуют системы централизованного теплоснабжения	не требуется

По состоянию на июнь 2019 г. для 108 городских и сельских поселений Республики Карелия:

97 городских и сельских поселений имеют централизованные системы теплоснабжения. Разработано и утверждено 97 схем теплоснабжения, что составляет 100% от общего числа требующих разработки. Актуальными являются 9 схем теплоснабжения, 88 схем теплоснабжения требуют актуализации; в 11 городских и сельских поселениях системы централизованного теплоснабжения отсутствуют, разработка и утверждение схем теплоснабжения не требуется.

Данные по основным мероприятиям по строительству новых и расширению существующих источников когенерации, крупных котельных Республики Карелия, запланированные в схемах теплоснабжения муниципальных образований, представлены в таблице 74.

Таблица 74

Мероприятия по строительству новых и расширению существующих источников когенерации, крупных котельных Республики Карелия, запланированные в схемах теплоснабжения муниципальных образований

Наименование МО	Наименование мероприятия согласно материалам схем теплоснабжения	Параметры источников согласно материалам схем теплоснабжения	Намечаемый период (год) реализации мероприятия
1	2	3	4
Петрозаводский городской округ			
Петрозаводский ГО. Котельная «Птицефабрика» ОАО «ПКС-Тепловые сети»	Строительство новой водогрейной БМК (газ) взамен старой котельной с увеличением мощности	Установленная тепловая мощность – 6 Гкал/ч	2025
Петрозаводский ГО. Котельная «Сайнаволоку» ОАО «ПКС-Тепловые сети»	Строительство новой водогрейной БМК (газ) взамен старой котельной с увеличением мощности	Установленная тепловая мощность – 1 Гкал/ч	2024
Петрозаводский ГО. Котельная «Пески» ОАО «ПКС-Тепловые сети»	Строительство новой водогрейной БМК (газ) взамен старой котельной с увеличением мощности	Установленная тепловая мощность – 6 Гкал/ч	2024

1	2	3	4
Петрозаводский ГО. Котельная ООО «КАРТЭК»	Увеличение располагаемой мощности котельной с установкой водогрейного котла мощностью 10 Гкал. Реконструкция резервного топливного хозяйства и переход с резервного топлива мазут на дизельное топливо. Реконструкция системы химводоподготовки паровой котельной	Установленная тепловая мощность – 113 Гкал/ч	2019 – 2023
Котельная «РЭБ Флота»	Реконструкция (техническое перевооружение) котельной	Установленная тепловая мощность – 26 Гкал/ч	2018 – 2020
	Увеличение располагаемой мощности котельной с установкой водогрейного котла		2028
Костомукшский городской округ			
пос. Контолки	Строительство новой водогрейной котельной на биотопливе	Установленная тепловая мощность – 5,15 Гкал/ч	2020
г. Костомукша	Строительство новой водогрейной котельной	Установленная тепловая мощность – 77,4 Гкал/ч	2025
Сортавальский муниципальный район			
Вартсилское городское поселение	Строительство новой газовой водогрейной котельной (вариант развития № 2 согласно схеме)	Установленная тепловая мощность – 5 Гкал/ч	2028
Хелюльское городское поселение	Строительство новой газовой водогрейной котельной пгт Хелюля	Установленная тепловая мощность – 0,55 Гкал/ч	2020
	Строительство новой газовой водогрейной котельной с. Хелюля	Установленная тепловая мощность – 1,25 Гкал/ч	2020
Кондопожский муниципальный район			
Кондопожское городское поселение	Строительство новой газовой водогрейной блочно-модульной котельной на ул. Гирвасская	Установленная тепловая мощность – 0,154 Гкал/ч	2023 – 2031
Кемский муниципальный район			
Кемское городское поселение	Строительство новой угольной котельной	Установленная тепловая мощность – 13,76 Гкал/ч	2020
Сегежский муниципальный район			
Надвоицкое городское поселение	Строительство новой котельной	Установленная тепловая мощность – 11 Гкал/ч	2020
Лоухский муниципальный район			
Лоухское городское поселение	Строительство новой угольной котельной	Установленная тепловая	2021

1	2	3	4
		мощность – 17 Гкал/ч	
Чупинское городское поселение	Строительство новой водогрейной БМК (газ) ЦПК	Установленная тепловая мощность – 12 Гкал/ч	2028
	Строительство новой водогрейной БМК (газ) ст. Чула	Установленная тепловая мощность – 1 Гкал/ч	2028
Пряжинский национальный муниципальный район			
Эссоильское сельское поселение	Строительство новой БМК № 2, работающей на газообразном топливе в п. Эссойла ¹⁶	–	2020 – 2021

¹⁶ Строительство новой блочно-модульной котельной № 2, работающей на природном газе, рассматривается при выборе второго варианта развития системы теплоснабжения Эссоильского сельского поселения Пряжинского национального муниципального района Республики Карелия, предложенного в утвержденной схеме теплоснабжения в 2019 г.

В качестве наиболее часто указанных предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в разработанных схемах теплоснабжения рассматриваются:

реконструкция источников не комбинированной выработки с переводом их на газообразное топливо;
строительство новых блочно-модульных котельных взамен существующих источников некомбинированной выработки в связи с истечением нормативного срока эксплуатации последних в случае экономической обоснованности данного строительства;

проведение мероприятий по реконструкции тепловых сетей с применением современных теплоизоляционных материалов, установка блочных тепловых пунктов, внедрение современных систем учета тепловой энергии.

4.11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2019 год, приведенный в соответствии с данными прогнозов предприятий, – в таблице 75.

Таблица 75

Потребление топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями на 2019 год (прогноз)

Показатель	Всего, тыс. т у. т., 2019 г.	В том числе, тыс. т у. т.			
		газ	уголь	нефтетопливо (мазут)	прочее топливо
Годовой расход топлива, в том числе:	1 975,70	1 158,59	57,60	270,29	489,22
Петрозаводская ТЭЦ (ПАО «ТГК-1»)	517,00	516,90		0,10	
АО «Карельский окатыш»	71,54			71,54	
АО «Кондопожский ЦБК»	527,02	489,00		8,50	29,52
АО «Сегежский ЦБК»	287,18			66,91	220,27
ТЭЦ ООО «РК-Гранд»	45,22			45,22	
Котельные	527,74	152,69	57,60	78,02	239,43

Потребность в топливе ТЭС и котельных генерирующих компаний Республики Карелия на 2019 – 2024 годы представлена в таблице 76.

Таблица 76

Потребность ТЭС и котельных генерирующих компаний в топливе на период до 2024 года

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого, тыс. т у. т.
	тыс. т у. т.	%	тыс. т у. т.	%	тыс. т у. т.	%	тыс. т у. т.	%	
2019	1 158,7	58,6	270,3	13,7	57,6	2,9	489,2	24,8	1 975,7
2020	1 139,9	58,2	270,7	13,8	57,6	2,9	488,9	25,0	1 957,1
2021	1 134,0	58,1	270,7	13,9	57,6	3,0	488,9	25,1	1 951,1
2022	1 151,1	58,5	270,7	13,8	57,6	2,9	488,9	24,8	1 968,2
2023	1 166,4	58,8	270,7	13,6	57,6	2,9	488,9	24,6	1 983,6
2024	1 170,6	58,9	270,7	13,6	57,6	2,9	488,9	24,6	1 987,7

4.12. Разработка предложений по переводу на парогазовый цикл действующих тепловых электростанций

На территории Республики Карелия более 27% тепловой энергии вырабатывается котельными. При этом наиболее эффективными по величине удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии (150 – 160 кг условного топлива на Гкал) являются котельные, использующие в качестве топлива природный газ.

Генеральной схемы газификации и газоснабжения Республики Карелия, стимулируя перевод котельных на природный газ. Так, реализация программы по газификации районов Северного Приладожья позволила снизить удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии со 198,6 кг у. т./Гкал в 2010 году до 156,05 кг у. т./Гкал в 2016 году.

В 2008 году ПАО «ТГК-1» провела открытый конкурс на разработку проекта по реконструкции Петрозаводской ТЭЦ.

Перспективным мероприятием по повышению эффективности когенерации в ОАО «ТГК-1» был рассмотрен проект реконструкция станции со строительством парогазовой установки электрической мощностью 180 – 210 МВт и тепловой – 160 Гкал/ч при максимальном использовании имеющихся коммуникаций и сооружений.

Петрозаводская ТЭЦ является основным источником электроэнергии и теплоснабжения г. Петрозаводска, вырабатывая около трети всей электроэнергии и 83,8% тепловой энергии, потребляемой городом.

Вследствие использования высокоэффективного парогазового цикла планировалось, что электрический коэффициент полезного действия будет увеличен до 52%, а по комбинированной выработке электрической и тепловой энергии вырастет до 89%.

Однако данный проект так и не реализовался. В актуализированной в 2019 году Схеме теплоснабжения Петрозаводского ГО мероприятия по реконструкции Петрозаводской ТЭЦ и строительство ПГУ не предусмотрены (исключены).

4.13. Прогноз развития теплосетевого хозяйства

На стадии производства тепловой энергии на территории республики требуется модернизация большинства теплоисточников.

Физический износ оборудования котельных составил более 56%, центральных тепловых пунктов – 53%.

Таблица 77

Характеристика теплосетевого хозяйства Республики Карелия за 2019 год

	Ед. изм.	2019 г. (прогноз)
1	2	3
Потери тепловой энергии	тыс.Гкал	288,5
из них на тепловых и паровых сетях	тыс.Гкал	284,4
Число аварий на источниках теплоснабжения	ед.	н/д
Число аварий на паровых и тепловых сетях	ед.	29

1	2	3
Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении	км	951,3
до 200 мм	км	760,2
от 200 до 400 мм	км	113,3
от 400 до 600 мм	км	49,3
свыше 600 мм	км	28,5
Из общей протяженности – сети, нуждающиеся в замене	км	239,7
из них ветхие	км	224,4
Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении – всего	км	5,48
из них ветхие	км	5,48

Сильный износ сетей, нуждающихся в замене, отмечается в Муезерском районе (73,7% – общий износ сетей, нуждающихся в замене), в Пудожском районе (79,6%), в Сегежском районе (72,1%).

Перспектива развития теплосетевого хозяйства Республики Карелия в 2019 – 2024 годах будет определяться двумя факторами – инвестиционными проектами в области теплосетевого строительства и изменением численности населения.

В настоящее время программы развития муниципальных районов в Республике Карелия находятся в стадии актуализации. Анализ разработанных схем показывает, что существенного развития теплосетевого хозяйства не предполагается, основное направление на ближайшие годы – это модернизация котельных с заменой морально и физически устаревшего оборудования на современное.

Часть из них планируется перевести на природный газ или биотопливо, постепенно произвести замену обыкновенных труб на трубы с пенополиуретановой изоляцией.

В целом по Республике Карелия до 2024 года не планируется увеличения мощности тепловых источников, поскольку существующая и планируемая к вводу/реконструкции теплогенерация полностью покрывает прогнозируемое потребление тепловой энергии.

В соответствии с данными, изложенными в статическом бюллетене Федеральной службы государственной статистики Территориального органа по г. Санкт-Петербургу и Ленинградской области «Предположительная численность населения г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области до 2035 года» от 27 июня 2019 года, численность населения Республики Карелия постепенно уменьшается.

Таблица 78

Прогноз численности населения Республики Карелия

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Численность населения	тыс. чел	614	611	607	603	599
Естественный прирост (убыль) населения	чел.	-2 861	-3 042	-3 142	-3 232	-3 257
Миграционный прирост (убыль) населения	чел.	-862	-858	-833	-809	-812

В 2024 году при сохранении существующего уровня рождаемости, смертности и существующей нулевой миграции численность населения республики составит чуть меньше 600 тыс. человек.

Главной причиной станет снижение количества женщин детородного возраста и сохранение низкого суммарного коэффициента рождаемости.

Очевидно, что прогнозируемое снижение численности населения приведет к снижению тепловой нагрузки Республики Карелия, поэтому развитие теплосетевого хозяйства по демографическим причинам в рассматриваемый период не прогнозируется.

Исходя из представленной информации в 2019 – 2024 годы не прогнозируется роста теплосетевого хозяйства Республики Карелия.

4.14. Объемы электросетевого строительства и ориентировочные капиталовложения

В приложении 6 к настоящей работе приводится информация по необходимым капиталовложениям для реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Карелия, предусмотренных инвестиционными программами соответствующих сетевых компаний: ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Северо-Запада», АО «ПСК» (приложение 6,

таблица 1), мероприятий, реализация которых рекомендована по результатам расчетов, проведенных в настоящей работе для базового варианта развития энергосистемы (приложение 6, таблица 2), и дополнительных к базовому для умеренно-оптимистического варианта развития энергосистемы Республики Карелия (приложение 6, таблица 3).

Оценка объема необходимых капиталовложений для реализации приведенных мероприятий проведена согласно следующим документам:

– «Сборник укрупненных стоимостных показателей линий электропередачи и ПС напряжением 35 – 110 кВ для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 9 июля 2012 года № 385);

– «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и ПС напряжением 35 – 750 кВ» (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 октября 2014 года № 477),

– проект долгосрочной инвестиционной программы развития (ДИПР) ПАО «МРСК Северо-Запада» на 2018 – 2023 годы, а также на основании оценки объема капиталовложений в объекты-аналоги, проведенной в подобных работах, согласованных дочерними компаниями ПАО «Россети».

Итоговые стоимости мероприятий (кроме мероприятий, объем капиталовложений по которым оценен в проекте ДИПР) приведены на третий квартал 2018 года и получены в результате пересчета базовых цен от 01.01.2001 с применением индексов изменения сметной стоимости оборудования, строительно-монтажных работ и прочих затрат согласно письму Минстроя России № 31427-ДВ/09 от 28 августа 2019 года и № 38021-ЮГ/09 от 9 октября 2019 года.

Приведенные величины капиталовложений в мероприятия по развитию энергосистемы подлежат уточнению при конкретном проектировании.

Сроки реализации электросетевого строительства, приведенные в приложении 6 к программе, носят рекомендательный характер и будут уточняться в зависимости от наличия источника финансирования.

4.15. Рекомендации по компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ

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

Компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю предусматривается для ВЛ 35 кВ на железобетонных и деревянных опорах при емкостных токах 10 А и выше.

Величина емкостного тока замыкания на землю для ВЛ определялась по формуле:

$$I_c = \frac{1,1 \times U_n}{350} \times L, \text{ где:}$$

I_c – емкостной ток замыкания на землю, А;

U_n – номинальное напряжение линии, кВ;

L – суммарная протяженность всех изолированно работающих, электрически соединенных сетей (независимо от ведомственной принадлежности) в нормальном режиме, км;

1,1 – коэффициент, учитывающий увеличения емкостного тока замыкания на землю за счет оборудования ПС и ошиновки.

Предельная суммарная протяженность электрически соединенных ВЛ 35 кВ, при которой емкостный ток замыкания на землю не превышает допустимый, составляет примерно 90 км.

На ПС 110/35/10 кВ, где протяженность электрически связанных ВЛ 35 кВ составляет более 90 км, требуются мероприятия по компенсации емкостных токов. В таблице 79 приведены соответствующие рекомендации по применяемому устройству и месту его установки.

Таблица 79

ПС 110/35/10(6) кВ, на которых рекомендуются мероприятия по компенсации емкостных токов

ПС	Емкостной ток замыкания на землю в сетях 35 кВ, А	Тип рекомендуемого устройства
ПС 110 кВ Олонец (ПС-41)	15,7	Заземляющий резистор

4.16. Расчеты токов КЗ

Расчеты токов трехфазного и однофазного КЗ выполнены на 2024 год для базового варианта развития с целью выбора вновь устанавливаемого оборудования РУ 35 кВ и выше и оценки ориентировочного объема аппаратуры с несоответствующей отключающей способностью.

Результаты расчетов токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Карелия в табличной форме приведены в таблице 80, в графической форме – в приложении 10 к Программе.

Следует отметить, что отсутствует информация по установленным выключателям на ряде ПС. Оценка соответствия тока КЗ по таким ПС производилась сравнением токов КЗ с данными по току КЗ предыдущих СиПР Республики Карелия.

Анализ результатов расчетов показал, что на 2024 год уровень токов КЗ в сетях 35 кВ и выше не превышает отключающую способность выключателей, установленных на ПС, поэтому мероприятий по приведению в соответствие токов КЗ и отключающей способности выключателей не требуется.

Таблица 80

Уровень токов КЗ в электрических сетях Республики Карелия на период до 2024 года

Наименование подстанции	U _{ном} , кВ	Номинальный ток отключения ¹⁷ , кА	2019 г.		2024 г.	
			Максимальный уровень I(3), кА	Максимальный уровень 3I(0), кА	Максимальный уровень I(3), кА	Максимальный уровень 3I(0), кА
1	2	3	4	5	6	7
ПС 330 кВ Лоухи	330	40,0	7,4	6,0	8,8	7,2
	110	40,0	9,0	9,7	9,9	10,6
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	330	20; 31,5	5,3	5,4	7,5	7,2
	220	25	6,6	7,4	8,3	9,1
	110	18,4; 25; 40	11,4	13,7	13,0	15,2
РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский)	330	40,0	–	–	7,5	7,2
ПС 330 кВ Петрозаводск	330	20; 31,5	5,7	5,4	8,3	7,2
	220	31,5	8,2	8,3	10,0	9,9
ПС 220 кВ Костомукша (ПС-52)	220	40,0	2,1	2,5	2,3	2,7
	110	20; 25; 31,5; 40; 50	3,8	5,3	4,1	5,6
ПС 220 кВ Кемь	220	н/д	6,9	7,3	8,1	8,3
	110	20,0; 40,0	8,1	8,9	9,2	10,0
	35	50,0	1,8	–	2,0	–
РП 220 кВ Сегежа (Окт. ж/д)	220	40,0	5,2	5,5	6,3	6,3
ПС 220 кВ Сегежа-тяговая (ПС-101) (Окт. ж/д)	220	н/д	5,0	5,2	5,8	5,8
ПС 220 кВ Медвежьегорск	220	25,0; 40,0	3,7	4,2	4,3	4,6
	110	25,0; 40,0	1,2	1,4	2,2	2,4
ПС 220 кВ Раменцы (ПС-104) (Окт. ж/д)	220	н/д	3,7	3,7	4,0	4,0
ПС 220 кВ Медгора (ПС-17) (Окт. ж/д)	220	н/д	3,7	4,1	4,2	4,4
ПС 330 кВ Кондопога	330	31,5; 50	5,1	5,0	6,3	5,7
	220	40	6,2	7,3	7,4	9,0
ПС 220 кВ Кондопога (ПС-16)	220	40	6,1	7,4	7,2	8,5
ПС 220 кВ Нигозеро (ПС-106) (Окт. ж/д)	220	40	6,2	7,3	7,3	8,8

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Петрозаводскмаш (ПС-18)	220	н/д	6,3	6,9	7,4	5,0
ПС 220 кВ КЦБК (ПС-8)	220	н/д	6,1	7,4	7,1	8,3
	110	н/д	3,1	3,7	3,3	3,9
ПС 220 кВ Суоярви	220	25,0	3,3	3,1	3,6	3,3
	110	20,0	4,3	4,8	4,5	5,0
ПС 220 кВ Древлянка	220	25,0	7,7	7,7	8,4	8,1
	110	20,0	12,6	14,7	14,0	16,0
ПС 220 кВ Ляскеля	220	25,0; 50,0	2,3	2,4	2,5	2,6
	110	25,0; 40,0	3,6	4,3	3,8	4,5
ПС 220 кВ Сортавальская	220	25,0	1,9	2,0	2,4	2,9
	110	25,0	3,4	3,9	3,7	4,2
ПС 110 кВ Полярный Круг (ПС-43) (Окт. ж/д)	110	н/д	4,0	4,0	4,0	4,0
	35	н/д	5,8	–	5,8	–
ПС 110 кВ Котозеро (ПС-44) (Окт. ж/д)	110	н/д	4,2	3,6	4,3	3,7
ПС 110 кВ Чупа (ПС-45)	110	18,4	4,6	3,9	4,7	4,0
	35	6,6; 10,0	2,3	–	2,3	–
ПС 110 кВ Кереть (ПС-46) (Окт. ж/д)	110	н/д	5,3	4,4	5,3	4,4
ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) (Окт. ж/д)	110	н/д	9,2	10,0	9,7	10,5
ПС 110 кВ Сосновый (ПС-57)	110	–	2,6	1,9	3,0	2,1
ПС 110 кВ Софпорог (ПС-59)	110	–	1,4	1,0	1,8	1,2
ПС 110 кВ Кестеньга (ПС-58)	110	18,4	1,8	1,3	2,1	1,5
ПС 110 кВ Пяозеро (ПС-56)	110	–	1,1	0,9	1,4	1,2
ПС 110 кВ Энгозеро (ПС-48) (Окт. ж/д)	110	н/д	3,4	3,6	3,5	3,7
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	220	25,0	6,3	7,1	7,2	8,3
	35	25,0	3,5	–	3,5	–
РП 220 кВ Белый Порог	220	25,0	4,6	4,9	5,3	5,7
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	220	25,0	6,5	6,7	7,5	7,3
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	330	35,5	6,0	5,9	8,1	7,7
	220	31,5	7,7	8,8	9,4	10,3
	110	31,5	7,7	8,5	8,5	9,3
РП 330 кВ Борей (Путкинский)	330	40,0	–	–	8,1	7,7
ПС 110 кВ Кузема (ПС-49) (Окт. ж/д)	110	н/д	3,3	3,6	3,3	3,6
ПС 110 кВ Беломорск-тяговая (ПС-51) (Окт. ж/д)	110	–	5,9	5,3	6,5	5,8
ПС 110 кВ Беломорск (ПС-12)	110	20,0	6,6	6,4	7,5	7,1
	35	10,0; 25,0	2,7	–	2,8	–
ПС 110 кВ Кемь-тяговая (ПС-50) (Окт. ж/д)	110	н/д	7,9	8,6	9,0	9,5
ПС 110 кВ Нюхча (ПС-85) (Окт. ж/д)	110	н/д	1,2	1,5	1,2	1,4
ПС 110 кВ Сумпосад (ПС-84) (Окт. ж/д)	110	н/д	2,2	1,8	2,3	1,9
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	110	25,0	6,4	6,5	7,2	7,2
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	110	25,0	6,4	6,8	7,4	7,6
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	110	13,2; 18,4; 40,0	7,2	7,2	8,1	7,6
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	110	25,0	5,8	5,3	6,0	5,3
ПС 110 кВ Идель (ПС-61) (Окт. ж/д)	110	н/д	5,9	5,3	6,2	5,4

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ НАЗ (ПС-3)	110	н/д	10,3	11,2	10,2	11,0
ПС 110 кВ Сегежа (ПС-15)	110	20	7,0	7,4	7,3	7,6
ПС 110 кВ Олений (ПС-14)	110	–	3,7	2,6	4,0	2,8
ПС 110 кВ Ругозеро (ПС-9)	110	20,0	1,8	1,4	1,9	1,5
ПС 110 кВ Пенинга (ПС-33)	110	–	0,8	0,8	0,8	0,8
	35	10	1,1	–	1,1	–
ПС 110 кВ Ледмозеро (ПС-13)	110	20,0	1,2	1,2	1,3	1,3
	35	25,0	1,1	–	1,1	–
ПС 110 кВ Боровое (ПС-53)	110	20,0	1,0	1,1	1,1	1,2
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	110	52,0	1,0	1,2	1,2	1,4
ПС 110 кВ Кепа (ПС-54)	110	20,0	0,8	0,9	1,2	1,2
ПС 110 кВ Калевала (ПС-55)	110	–	0,6	0,6	1,0	1,0
ПС 110 кВ СЦБК (ПС4)	110	–	7,3	8,3	7,7	8,7
ПС 110 кВ Великая Губа (ПС-78)	110	18	0,7	0,7	1,0	1,0
	35	10,0	0,8	–	0,8	–
ПС 110 кВ Чёлмужи (ПС-38)	110	18	0,7	0,7	1,5	1,6
	35	10,0	0,7	–	0,8	–
ПС 110 кВ Пяльма (ПС-37)	110	20,0	0,7	0,7	1,8	1,8
ПС 110 кВ Повенец (ПС-77)	110	–	1,0	1,0	2,5	2,0
	35	10; 12,5	0,6	–	0,6	–
ПС 110 кВ Авдеево (ПС-76)	110	20,0	0,5	0,6	1,0	0,8
	35	10,0	0,6	–	0,6	–
ПС 110 кВ Пудож (ПС-36)	110	20,0	0,5	0,5	0,7	0,6
	35	6,6; 10	0,9	–	0,9	–
ПС 110 кВ Каршево (ПС-75)	110	20,0	0,5	0,6	0,5	0,6
ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20)	110	25,0	3,7	3,6	3,7	3,6
ПС 110 кВ Суна (ПС-22)	110	25,0	4,0	3,5	4,5	3,8
ПС 110 кВ Сулажгора (ПС-72)	110	20,0	11,4	12,2	12,3	13,0
Петрозаводская ТЭЦ	110	20,0; 50,0	12,7	15,1	13,0	15,3
ПС 110 кВ Березовка (ПС-63)	110	25,0	3,3	3,1	3,8	3,5
	35	10,0; 12,5	1,3	–	1,4	–
ПС 110 кВ Найстенъярви (ПС-35)	110	25,0	2,7	2,3	2,8	2,4
ПС 110 кВ Поросозеро (ПС-29)	110	25,0; 40,0	2,1	2,1	2,1	2,1
ПС 110 кВ Гимолы (ПС-31)	110	–	1,4	1,2	1,4	1,2
ПС 110 кВ Суккозеро (ПС-32)	110	40,0	1,1	1,0	1,2	1,0
	35	10,0	0,8	–	0,8	–
ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7)	110	–	9,9	9,6	10,7	10,4
	35	–	3,3	–	3,4	–
ПС 110 кВ Петрозаводск (ПС-1)	110	25,0	7,5	6,1	7,9	6,3
ПС 110 кВ Логмозеро (ПС-83)	110	–	7,9	6,7	8,3	7,1
РП 110 кВ Заводская	110	40,0	10,3	10,8	10,9	11,4
ПС 110 кВ Петрозаводск-тяговая (ПС-11) (Окт. ж/д)	110	–	10,5	11,0	10,9	11,1
ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	110	40,0	6,0	4,6	6,3	4,9
	35	25	3,1	–	3,1	–

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)	110	–	4,0	3,0	4,1	3,1
	35	10,0	1,2	–	1,2	–
ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67)	110	40,0	12,2	13,5	12,9	14,2
ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	110	н/д	11,1	11,4	12,0	12,0
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	110	–	10,1	9,7	10,9	10,5
ПС 110 кВ Авангард (ПС-79)	110	–	6,9	5,4	7,3	5,8
ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68)	110	–	8,9	7,9	9,3	8,3
ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	110	–	7,7	6,4	8,0	6,7
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	110	25,0	3,6	3,6	4,2	4,2
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	110	25,0	2,5	2,5	2,7	2,7
ПС 110 кВ Станкозавод (ПС-69)	110	20,0	8,4	6,9	9,6	7,2
	35	10,0	3,2	–	3,3	–
ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5)	110	20,0	4,9	3,7	5,1	3,9
	35	10,0	1,3	–	1,4	–
РП 110 кВ Ладва (РП 81) (Окт. ж/д)	110	40,0	3,4	3,5	4,0	3,8
ПС 110 кВ Ладва (ПС-82) (Окт. ж/д)	110	40,0	3,4	3,5	4,0	3,8
ПС 110 кВ Пай (ПС-6)	110	–	3,2	2,9	3,6	3,3
ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39)	110	25,0	2,6	2,0	2,7	2,1
	35	10,0	1,8	–	1,8	–
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	110	25,0	3,3	2,4	3,3	2,4
	35	10,0	1,2	–	1,2	–
ПС 110 кВ Коткозеро (ПС-40)	110	–	1,4	1,2	1,4	1,2
	35	26,0	1,1	–	1,1	–
ПС 110 кВ Питкяранта (ПС-25)	110	20,0	2,9	2,9	3,0	3,0
	35	10; 12,5; 25	3,1	–	3,1	–
ПС 110 кВ Олонец (ПС-41)	110	20,0	1,8	1,7	2,0	1,9
	35	10,0	1,9	–	1,9	–
ПС 110 кВ Лоймола (ПС-30)	110	40,0	2,7	2,2	2,7	2,2
ПС 110 кВ Ляскеля (ПС-26)	110	–	3,2	3,2	3,2	3,2
	35	25,0; 6,6	1,8	–	1,8	–
ПС 110 кВ Кирьявалаhti (ПС-94)	110	20,0	3,2	3,2	3,4	3,4
	35	12,5	1,0	–	1,0	–
ПС 110 кВ Сортавала (ПС-27)	110	20,0; 25,0	2,8	3,1	3,0	3,3
	35	6,6; 12,5	3,7	–	3,8	–
ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28)	110	10,0	1,2	1,0	1,2	1,0
	35	10,0	1,2	–	1,2	–
ПС 110 кВ Карьерная (ПС-93)	110	20,0	2,0	1,8	2,1	1,9
	35	10,0	0,8	–	0,8	–
ПС 110 кВ Хаапалампи (ПС-95)	110	20,0	3,3	3,4	3,6	3,7
ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	110	–	3,3	2,8	3,5	3,0
	35	10,0	2,3	–	2,3	–
ПС 35 кВ Тэдино (ПС-22К)	35	–	1,1	–	1,2	–
ПС 35 кВ Малиновая Варакка (ПС-27К)	35	10,0	1,7	–	1,7	–
ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К)	35	10,0	0,7	–	0,7	–

1	2	3	4	5	6	7
ПС 35 кВ Белый Порог (ПС-36К)	35	10,0	0,9	–	0,9	–
ПС 35 кВ Электростанция (ПС-35К)	35	25,0; 10,0	3,2	–	3,2	–
ПС 35 кВ Рабочий Остров (ПС-29К)	35	25,0	1,3	–	1,3	–
ПС 35 кВ Муезерка (ПС-32К)	35	10,0	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Баб-Губа (ПС-28К)	35	25,0	1,4	–	1,4	–
ПС 35 кВ БЛДК (ПС-16К)	35	10,0	3,0	–	3,3	–
ПС 35 кВ ДОК (ПС-39К)	35	–	4,1	–	4,2	–
ПС 35 кВ УМ-220/7 (ПС-25К)	35	10,0	2,7	–	2,8	–
ПС 35 кВ Птицефабрика (ПС-26К)	35	10,0	3,1	–	3,2	–
ПС 35 кВ Попов Порог (ПС-30К)	35	10,0	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Табойпорог (ПС-31К)	35	10,0	1,2	–	1,2	–
ПС 35 кВ Жарниково (ПС-44П)	35	20,0	0,5	–	0,5	–
ПС 35 кВ Немино (ТП-901)	35	–	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Сергиево (ПС-28П)	35	10,0	0,4	–	0,4	–
ПС 35 кВ Водла (ПС-37П)	35	12,5	0,3	–	0,3	–
ПС 35 кВ Пиндуши (ПС-43П)	35	–	1,6	–	1,9	–
ПС 35 кВ Чёбино (ПС-56П)	35	25	1,4	–	1,4	–
ПС 35 кВ Пергуба (ПС-40П)	35	10,0	1,3	–	1,3	–
ПС 35 кВ Кяппесельга (ПС-27П)	35	25,0	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Шуньга (ПС-29П)	35	35,5	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Федотово (ТП-731)	35	–	0,8	–	0,9	–
ПС 35 кВ Паданы (ПС-55П)	35	10,0	0,4	–	0,4	–
ПС 35 кВ Евгора (ТП-922)	35	–	0,6	–	0,7	–
ТП 35 кВ Кармасельга (ТП-921)	35	–	0,7	–	0,8	–
ПС 35 кВ Рагнукса (ПС-34П)	35	–	0,6	–	0,7	–
ПС 35 кВ Тумба (ПС-41С)	35	10,0	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Большой Массив (ПС-33П)	35	6,6	0,4	–	0,4	–
ПС 35 кВ Шала (ПС-35П)	35	10,0; 12,5	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Подпорожье (ПС-58П)	35	10,0	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Кашино (ПС-59П)	35	12,5	0,6	–	0,7	–
ПС 35 кВ Кривцы (ПС-31П)	35	–	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Киково (ПС-30П)	35	–	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Поршта (ПС-36П)	35	–	0,5	–	0,5	–
ПС 35 кВ Великая Нива (ПС-45П)	35	10,0	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Толвуя (ПС-23П)	35	25,0	0,5	–	0,5	–
ПС 35 кВ Юростров (ПС-16П)	35	–	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Пялозеро (ТП-321)	35	–	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Спасская Губа (ПС-1П)	35	10,0	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П)	35	10; 12,5	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Поросозеро (ПС-20С)	35	25,0	0,8	–	0,9	–
ПС 35 кВ Мотко (ПС-42С)	35	25,0	0,5	–	0,5	–
ПС 35 кВ Лендеры (ПС-43С)	35	–	0,4	–	0,4	–
ПС 35 кВ БНС (ПС-47П)	35	–	1,0	–	1,0	–
ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)	35	25,0; 12,5	3,0	–	3,0	–

1	2	3	4	5	6	7
ПС 35 кВ Лососинное (ПС-38П)	35	10,0	1,6	–	1,6	–
ПС 35 кВ Гаражи (ПС-39П)	35	–	2,6	–	2,8	–
ПС 35 кВ ЮПЗ (ПС-46П)	35	–	2,2	–	2,2	–
ПС 35 кВ Птицефабрика (ПС-48П)	35	12,5	2,7	–	2,8	–
ПС 35 кВ Птицефабрика (ПС-13С)	35	12,5	2,7	–	2,8	–
ПС 35 кВ Уя (ПС-49П)	35	12,5	0,9	–	0,9	–
ПС 35 кВ Педасельга (ПС-22П)	35	10,0	1,2	–	1,2	–
ПС 35 кВ Шокша (ПС-24П)	35	10,0	0,4	–	0,4	–
ПС 35 кВ Рыбрека (ПС-25П)	35	10,0	0,5	–	0,5	–
ПС 35 кВ Пийтсиёки (ПС-ВС)	35	25,0	1,7	–	1,7	–
ПС 35 кВ Хаутаваара (ПС-18С)	35	–	1,1	–	1,1	–
ПС 35 кВ Игнойла (ПС-37С)	35	10,0	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Вешкелица (ПС-19С)	35	–	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Эссоила (ПС-42П)	35	12,5	0,3	–	0,3	–
ПС 35 кВ Крошнозеро (ПС-8П)	35	12,5; 10,0	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Маньга (ПС-5П)	35	10,0	0,9	–	0,9	–
ПС 35 кВ Святозеро (ПС-17П)	35	12,5	0,9	–	0,9	–
ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П)	35	–	2,0	–	2,0	–
ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС-52П)	35	12,5	2,8	–	2,8	–
ПС 35 кВ Тепличный (ПС-57П)	35	12,5	2,0	–	2,0	–
ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П)	35	12,5; 10,0	1,8	–	1,9	–
ПС 35 кВ Вилга (ПС-9П)	35	10,0	1,3	–	1,4	–
ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	35	10,0	1,2	–	1,4	–
ТП 35 кВ Склады МЧС (ТП-568)	35	–	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Половина (ПС-10П)	35	12,5	0,9	–	0,9	–
ПС 35 кВ Матросы (ПС-6П)	35	10,0; 12,5	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Видлица (ПС-13П)	35	26,0; 31; 26,0	0,6	–	0,6	–
ПС 35 кВ Ряймяля (ПС-44С)	35	12,5	0,9	–	0,9	–
ПС 35 кВ Салми (ПС-17С)	35	20	1,0	–	1,0	–
ПС 35 кВ Тукса (ПС-14П)	35	26,0	1,2	–	1,2	–
ПС 35 кВ Ууксу (ПС-33С)	35	12,5	2,1	–	2,2	–
ПС 35 кВ Ладожская (ПС-36С)	35	–	1,0	–	1,0	–
ПС 35 кВ Лепясилта (ПС-6С)	35	10; 12,5; 20; 25	1,3	–	1,3	–
ПС 35 кВ Импилахти (ПС-9С)	35	12,5	1,1	–	1,1	–
ПС 35 кВ Харлу (ПС-39С)	35	10; 12,5	1,5	–	1,5	–
ПС 35 кВ Хямекоски (ПС-38С)	35	12,5	1,5	–	1,5	–
ПС 35 кВ Лепясюръя (ПС-40С)	35	10; 12,5	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Тохма (ПС-45С)	35	12,5	2,4	–	2,4	–
ПС 35 кВ Хелюля (ПС-21С)	35	25,0	2,8	–	2,8	–
ПС 35 кВ Приладожская (ПС-46С)	35	20,0	2,5	–	2,5	–
ПС 35 кВ Сортавала-новая (ПС-1С)	35	25,0	3,0	–	3,0	–
ТП 35 кВ Алалампи (ТП-197)	35	–	1,2	–	1,2	–
ПС 35 кВ Октябрь (ПС-12С)	35	–	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Искра (ПС-7С)	35	12,5	1,2	–	1,2	–

1	2	3	4	5	6	7
ПС 35 кВ Рускеала (ПС-5С)	35	6,6; 10,0	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Кааламо (ПС-22С)	35	10,0	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Кааламо (ПС-23С)	35	10; 25,0	1,4	–	1,4	–
ПС 35 кВ Туокслаhti (ПС-3С)	35	12,5	2,5	–	2,5	–
ПС 35 кВ Куокканиеми (ПС-2С)	35	25,0	1,3	–	1,3	–
ПС 35 кВ Ихала (ПС-48С)	35	–	1,5	–	1,5	–
ПС 35 кВ Труд (ПС-15С)	35	10,0	1,3	–	1,3	–
ПС 35 кВ Липпола (ПС-11С)	35	16,0; 12,5	1,8	–	1,8	–
ТП 35 кВ Фермерское хозяйство (ТП-450-1)	35	–	1,2	–	2,2	–
ТП 35 кВ Щебеночный завод (ТП-450-2)	35	–	1,0	–	2,0	–
ТП 35 кВ Алхо (ТП-450)	35	–	1,0	–	2,0	–
ПС 35 кВ Таунан (ПС-10С)	35	–	0,7	–	0,7	–
ПС 35 кВ Элисенваара (ПС-8С)	35	–	0,8	–	0,8	–
ПС 35 кВ Кубово (ПС-32П)	35	10,0; 12,5	0,5	–	0,5	–
ПС 35 кВ ОТЗ (ПС-19П)	35	25	3,0	–	3,2	–

¹⁷ «-» означает отсутствие выключателей данного класса напряжения.

4.17. Анализ баланса реактивной мощности энергосистемы Республики Карелия

Для определения объема необходимых средств компенсации реактивной мощности составлен баланс реактивной мощности в энергосистеме Республики Карелия на 2024 год для базового варианта развития. Результаты расчета баланса реактивной мощности в табличном виде для характерных режимов на этапе 2024 года представлены в таблице 81.

Таблица 81

Баланс реактивной мощности в сети 35 – 330 кВ энергосистемы Республики Карелия на этап 2024 года

Наименование		Зима, макс.	Зима, мин.	Лето, макс.	Лето, мин.	Паводок
1		2	3	4	5	6
1.	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	443,15	365,95	442,23	342,85	331,08
2.	Потери в ЛЭП, Мвар:	143,63	217,71	259,57	305,36	531,34
	ЛЭП 330 кВ	59,65	135,94	172,53	223,37	412,78
	ЛЭП 220 кВ	68,81	65,16	71,11	61,04	85,33
	ЛЭП 110 кВ	12,57	14,93	14,76	19,90	32,01
	ЛЭП 35 кВ	2,59	1,68	1,17	1,05	1,21
3.	Потери в трансформаторах, Мвар:	109,36	87,48	79,43	77,79	120,41
	Трансформаторы 330 кВ	12,42	9,51	11,36	6,21	18,91
	Трансформаторы 220 кВ	44,39	34,91	43,41	41,39	73,38
	Трансформаторы 110 кВ	54,72	46,87	29,28	35,48	33,10
	Трансформаторы 35 кВ	4,48	2,84	2,18	1,47	1,72
4.	Реактивная мощность, передаваемая в прилегающую сеть, Мвар	89,25	54,41	90,08	54,59	-25,10
5.	Генерируемая реактивная мощность КУ, Мвар*	-361,40	-394,52	-275,05	-331,70	-186,00
	БСК 110 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Реакторы 330 кВ	-361,40	-394,52	-275,05	-331,70	-186,00

	1	2	3	4	5	6
6.	Генерируемая реактивная мощность станций, Мвар:	144,26	115,59	151,41	115,93	161,59
	Белопорожская МГЭС-1	-2,27	-5,66	-8,81	-3,08	-2,50
	Белопорожская МГЭС-2	-2,27	-5,66	-8,81	-3,08	-2,50
	Петрозаводская ТЭЦ	48,25	33,62	0,00	0,00	0,00
	Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	58,86	49,96	65,42	15,45	39,84
	Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	-2,87	10,74	29,16	29,02	30,45
	ТЭЦ-1 (АО «Кондопожский ЦБК»)	7,20	0,00	0,00	17,84	25,00
	ТЭЦ АО «Сегежский ЦБК»	14,50	14,50	14,50	0,00	3,96
	ТЭЦ-17 ООО «РК-Гранд» (Питкяранта)	3,76	6,00	1,70	4,19	4,19
	Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	1,04	-0,78	2,02	0,79	1,69
	Ондская ГЭС (ГЭС-4)	-3,88	-5,79	2,63	15,90	20,89
	Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	9,72	10,48	21,45	13,48	14,64
	МГЭС Ляскеля	4,00	3,04	4,00	4,00	4,00
	ТЭС-2 (АО «Кондопожский ЦБК»)	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
	Харлу ГЭС-22	1,48	1,50	0,81	-0,08	-0,11
	Хямекоски ГЭС-3	0,53	1,24	-1,15	-0,36	-0,43
	Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	3,24	2,42	5,58	0,00	0,00
	Питкякоски ГЭС-19	0,40	0,40	-0,37	-0,40	-0,40
	Пиени-йоки ГЭС-24	-0,72	-0,34	-0,67	-0,60	-0,60
	Суури-йоки ГЭС-25	-0,40	0,46	-0,52	-0,40	-0,40
	Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	0,67	0,00	10,03	5,79	5,65
	МГЭС Рюмякоски	0,09	0,00	-0,20	-0,20	-0,20
	Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	2,46	-2,91	5,15	0,89	4,42
	Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	1,73	2,34	-3,23	-1,24	-0,23
	Маткожненская ГЭС-3	-7,31	-7,33	4,86	10,13	9,56
	Игнойла ГЭС-26	1,71	2,00	0,54	-0,04	-0,28
	Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	-5,63	-4,63	-2,68	-2,09	-5,04
7.	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар:	1002,53	1004,47	994,95	996,36	982,14
	ЛЭП 330 кВ	728,66	727,51	718,16	716,89	705,29
	ЛЭП 220 кВ	168,98	171,77	169,80	171,01	169,89
	ЛЭП 110 кВ	104,82	105,11	106,92	108,38	106,88
	ЛЭП 35 кВ	–	–	–	–	–
8.	Итого потребляемая реактивная мощность (п. 1 – 4), Мвар	785,39	725,55	871,31	780,59	957,73
9.	Итого генерируемая реактивная мощность (п. 5 – 7), Мвар	785,39	725,55	871,31	780,59	957,73
10.	Баланс реактивной мощности (п. 8 – 9), Мвар	0	0	0	0	0

* Знак «+» означает выработку реактивной мощности КУ, знак «-» означает потребление реактивной мощности КУ.

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети энергосистемы Республики Карелия на 2024 год показал, что баланс реактивной мощности складывается с избытком (п/п 4), ввод дополнительных устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

4.18. Мероприятия по энергоэффективности, снижению уровня потерь электрической энергии

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности сетевых организаций включает в себя мероприятия, которые имеют «прямые» эффекты в виде повышения энергетической

эффективности, а также учитывает «сопутствующий» эффект в виде снижения потерь электроэнергии, получаемый в результате реализации иных производственных программ (программы перспективного развития систем учета электроэнергии на РРЭ, программы реновации (технического перевооружения и реконструкции), программы повышения надежности). Мероприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности с «прямыми» эффектами включают:

- мероприятия, направленные на снижение потерь электроэнергии;

- мероприятия, направленные на снижение расхода энергетических ресурсов (электроэнергии, тепловой энергии) и воды на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения;

- мероприятия, направленные на снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой.

Мероприятия с «прямыми» эффектами включают как организационные (беззатратные), так и технические мероприятия. В состав организационных мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии, включаются:

- выявление безучетного электропотребления;

- оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей;

- оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;

- отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на ПС с двумя и более трансформаторами;

- отключение трансформаторов на ПС с сезонной нагрузкой;

- выравнивание нагрузок фаз в электросетях;

- снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ПС;

- приведение состояния контактов и контактных соединений ПС в соответствие требованиям НТД по всем ПС, применение электропроводящей смазки для контактов.

В состав технических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии (в том числе снижение потребления электроэнергии на хозяйственные нужды), включается оснащение автоматикой систем отопления и освещения помещений ПС, в т. ч. систем обогрева маслонаполненного оборудования.

Мероприятия с «сопутствующим» эффектом энергосбережения. Данные мероприятия реализуются в рамках иных целевых программ и направлены в первую очередь на развитие электрической сети, повышение надежности электроснабжения потребителей, повышение доступности сетевой инфраструктуры в целях технологического присоединения, а также создание информационно-измерительных комплексов по учету электроэнергии. Указанные мероприятия можно отнести к следующим целевым программам:

- техническое перевооружение, реконструкция и новое строительство;

- программа развития средств учета и контроля электроэнергии;

- прочие мероприятия:

- мероприятия, реализуемые в рамках программы развития средств учета и контроля электроэнергии (система мониторинга потерь, установка электросчетчиков учета на границах балансовой и эксплуатационной ответственности и т. д.);

- техническое перевооружение и реконструкцию, новое строительство (замена проводов на перегруженных линиях, замена перегруженных, установка и ввод в работу дополнительных силовых трансформаторов на эксплуатируемых ПС);

- установка энергосберегающих ламп в целях снижения энергопотребления на собственные нужды;

- установка и ввод в работу АРНТ;

- внедрение активно-адаптивных сетей на основе Scada OMS/DMS (регулирование напряжения);

- внедрение средств компенсации реактивной мощности (СКРМ);

- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 6 – 10 кВ путем установки трансформаторов с соединением вторичной обмотки по схеме «Зигзаг» и др.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы Республики Карелия обусловливается главным образом вводом в эксплуатацию транзита 330 кВ Лоухи – Пудинская ГЭС – Ондская ГЭС – Петрозаводск в 2022 году, а также ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин – Литейный в 2021 году. В результате вышеперечисленных мероприятий будет обеспечено более надежное питание потребителей Республики Карелия. Строительство указанных электросетевых объектов также приведет к оптимизации перетоков активной и реактивной мощности в электрических сетях в установившихся режимах, что в свою очередь приведет к снижению нагрузочных потерь.

Строительство ПС 110 кВ Прионежская позволит разгрузить транзиты 35 кВ в районе ПС 35 кВ Матросы (ПС-6П), а также трансформаторное оборудование на ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П), что в свою очередь приведет к снижению нагрузочных потерь.

Снижение потерь электроэнергии в сетях 35 – 110 кВ Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» также произойдет за счет замены ненагруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности.

4.19. Мероприятия по повышению надежности электрических сетей 35 кВ и выше

В соответствии с письмом Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» № МР2/3/102-06/4874 от 13 июня 2018 года в регионе действует Программа повышения надежности электрических сетей на территории Республики Карелия до 2024 года, которая включает в себя следующие мероприятия:

замена провода на СИП на линиях 6 – 10 кВ;

замена опор ВЛ 35 – 110 кВ. Замена опор ВЛ проводится с целью приведения характеристики ВЛ к современным техническим требованиям, направленного на повышение надежности электроснабжения потребителей и снижение аварийности;

замена выключателей 6 – 10 кВ на вакуумные с комплектами РЗА, ТТ на ПС 35 – 110 кВ.

Причинами необходимости данной реконструкции является превышение нормативного срока эксплуатации или отсутствие защит;

расширение в рамках учений.

установка ДЭС на тупиковых ПС 35 – 110 кВ.

Установка ДЭС требуется для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей. Необходимость в ней обусловлена такими причинами, как частые отключения питающих ВЛ 35 кВ в ремонтный период, большое время прибытия на ПС, удаленность от ЦП, труднодоступная местность;

установка ДЭС на тупиковых ВЛ 6 – 10 кВ;

телемеханизация ПС 35 – 110 кВ;

установка ОМП на ПС 35 – 110 кВ.

Установка ОМП на ПС 35 – 110 кВ позволит сократить время на отыскание места повреждения ВЛ и на устранение технологического нарушения;

централизация системы ОТУ на базе ЦУС.

Сводная информация, характеризующая данные мероприятия, представлена в таблице 82.

Таблица 82

Мероприятия по повышению надежности электрических сетей 35 кВ и выше

Наименование объекта	Физические объемы				Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
	шт.	км	МВ·А	га	
Итого	251	636	8	461	945 442
Замена провода на СИП на линиях 6 – 10 кВ	0	636,0	0,0	0,0	553 248,11
Замена опор ВЛ 35 – 110 кВ	77	0,0	0,0	0,0	60 880,52
Замена выключателей 6 – 10 кВ на вакуумные с комплектами РЗА, ТТ на ПС 35 – 110 кВ	80	0,0	0,0	0,0	75 286,40
Расширение в рамках учений	0	0,0	0,0	461,0	59 930,00
Установка ДЭС на тупиковых ПС 35 – 110 кВ	9	0,0	4,3	0,0	80 204,77
Установка ДЭС на тупиковых ВЛ 6 – 10 кВ	7	0,0	3,2	0,0	51 866,25
Телемеханизация ПС 35 – 110 кВ	47	0,0	0,0	0,0	35 970,00
Установка ОМП на ПС 35 – 110 кВ	31	0,0	0,0	0,0	8 979,14
Централизация системы ОТУ на базе ЦУС	0	0,0	0,0	0,0	19 076,59

4.20. Разработка предложений по развитию сетей населенных пунктов республики, не обеспеченных энергоснабжением, а также районов, испытывающих дефицит свободной электрической мощности

Особенностью энергосистемы Республики Карелия является весьма низкая плотность населения на больших территориях и наличие населенных пунктов, изолированных от централизованного электроснабжения и имеющих слабые транспортные связи с промышленно развитыми районами.

В таких удаленных населенных пунктах с крайне дорогим энергоснабжением работают изолированные источники малой генерации, в основном на ископаемых видах топлива. Компания АО «ПСК» занимается эксплуатацией, ремонтом, реконструкцией и развитием электрических сетей в Республике Карелия, производством электрической энергии (дизель-генераторными установками) в территориально обособленных сетях в с. Реболы, пос. Валдай, Вожмозеро, Кимоваара, Войница, дер. Полга, Линдозеро и Юостозеро и осуществляет технологическое присоединение к обслуживаемым электросетям (таблица 83).

Таблица 83

Список удаленных населенных пунктов, энергоснабжение которых осуществляется от ДГУ на территории Республики Карелия

№ п/п	Месторасположение ДЭС	Кол-во ДГУ	Тип ДГУ	Ном мощность (кВт)
1.	ДЭС Валдай	4	Cummins C500D5	400
			Cummins C500D5	400
			Cummins C500D5e	400
			Cummins C500D5E	440
2.	ДЭС Полга	3	SDMO J88K	64
			AKSA AJD 90	64
			AKSA AJD 75	54
3.	ДЭС Вожозеро	2	SDMO Pacific T16	11,6
			SDMO Pacific T16	11,6
4.	ДЭС Реболы	3	Cummins C500D5	400
			Cummins C 550 D5	440
			Cummins C 550 D5E	440
5.	ДЭС Кимоваара	3	AKSA AJD 45	32
			SDMO Montana J66	48
			SDMO J44K	32
6.	ДЭС Войница	2	SDMO J66K	48
			AKSA AJD 45	32
7.	ДЭС Юостозеро	1	АД-16С	16
8.	ДЭС Линдозеро	1	AKSA AJD 33	22,4

По данным собственника, срок эксплуатации ДГУ, расположенных в данных населенных пунктах, составляет в среднем 90 месяцев, общее техническое состояние оборудования находится в удовлетворительном состоянии. В ряде населенных пунктов обновляется оборудование, в пос. Вожозеро, с. Реболы, пос. Кимоваара, дер. Юостозеро установлены ДГУ с годами выпуска 2016 – 2017.

Однако стоит отметить, что в целом источники малой мощности, как правило, имеют низкие технико-экономические показатели, себестоимость производства электроэнергии в несколько раз выше, чем в среднем по системам электроснабжения.

Предложения по развитию сетей населенных пунктов Республики, не обеспеченных энергоснабжением, а также районов, испытывающих дефицит свободной электрической мощности:

повышение энергоэффективности, данный вопрос рассмотрен в разделе 4.18;

замена устаревших ДЭС на современные установки с более высоким КПД;

применение энергоисточников на базе ВИЭ, к числу которых относятся ветер, малые реки, биомасса, солнце, геотермальная энергия и энергия приливов. Данный вопрос рассмотрен в разделе 4.6;

строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива или газе.

В части энергоснабжения рассмотренных выше удаленных ЦП в 2013 году Norsk Energi совместно с карельским Центром Энергетической Эффективности разработали технико-экономическое обоснование использования экологически чистых ВИЭ энергии в 8 удаленных поселка Республики Карелия. В июне 2015 года NEFCO подписало с АО «ПСК» соглашение о финансировании данного проекта, а Norsk Energi совместно Центром Энергоэффективности стали выполнять функции ответственного исполнителя и руководителя первого этапа реализации проекта.

АГЭУ установлены в 5 населенных пунктах:

поселок Вожозеро (Валдайское сельское поселение, Сегежский район);

деревни Линдозеро и Юостозеро (Кондопожский район);

деревни Кимоваара (Лендерское сельское поселение, Муезерский район);

деревни Войница (Луусалмское сельское поселение, Калевальский район).

Оборудование АГЭУ, установленное в поселке Войница:

48 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), соответственно максимальная вырабатываемая мощность может достигать 12 480 Вт;

32 аккумулятора Solar bloc 6V 250 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 24 000 Вт·ч.

Оборудование АГЭУ, установленное в поселке Кимоваара:

80 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), а также 40 солнечных панелей 270 Вт (ТСМ-270А, АО «ТЕЛЕКОМ-СТВ»). Таким образом, максимальная вырабатываемая мощность может достигать 31 600 Вт; 40 аккумуляторов, Solar bloc 6V 250 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 30 000 Вт·ч.

Оборудование в деревне Юостзеро:

12 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), максимальная вырабатываемая мощность – 3 120 Вт;

16 аккумуляторов, Solar bloc 6V 200 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 9 600 Вт·ч.

В состав АГЭУ в деревне Линдозеро входит следующее оборудование:

24 солнечные панели мощностью 260 Вт (RZMP-260-M), максимальная вырабатываемая мощность – 6 240 Вт;

8 аккумуляторов, емкость 150 Ач Solar bloc 12V 150 Ah, Норреке, общая выработка при 50% разряде – 7 200 Вт·ч.

В поселке Вожозеро установлено:

32 солнечные панели (производитель АО «Рязанский завод металлокерамических приборов»), каждая мощностью 260 Вт с учетом КПД (15 – 16%). Таким образом, вырабатываемая панелями общая мощность в солнечный день может достигать 8 320 Вт.

16 аккумуляторов производства фирмы Норреке (Solar bloc 12V 135 Ah, Германия). Батарея может накапливать до 2 160 А·ч. При разряде до 50% такая батарея в состоянии выдать по трем фазам около 12 500 Вт·ч энергии.

На территории Республики Карелия 139 котельных работают на дровах, в половине муниципальных образований действуют котельные на щепе. В 2012 году мазутная котельная в с. Вешкелица Суоярвского муниципального района была перестроена в биотопливную котельную мощностью 4 Гкал/ч. Переход на возобновляемые виды топлива планируется на территориях, где газификация признана нецелесообразной, перевод возможен лишь при условии гарантированных поставок топлива в течение многих лет. К 2019 году должны быть построены две новые котельные на щепе в Медвежьегорском муниципальном районе мощностью 6,45 Гкал/ч каждая, котельная на кородревесных отходах в Лоухском муниципальном районе мощностью 10,3 Гкал/ч, котельная на щепе мощностью 4,3 Гкал/ч в Калевальском национальном муниципальном районе и крупная котельная на древесных отходах мощностью 55 Гкал/ч в г. Сегеже.

4.21 Развитие Арктики

Арктическая зона Российской Федерации природно-экономическими, демографическими и иными условиями значительно отличается от других регионов Российской Федерации и имеет свои отличительные черты. Особенности Арктической зоны являются, прежде всего, экстремальные природно-климатические условия, характеризующиеся низкими в течение всего года температурами окружающего воздуха, сильными ветрами, продолжительной полярной ночью и другими факторами.

В соответствии с Указом Президента РФ от 27 июня 2017 г. № 287 к Арктической зоне Российской Федерации отнесены территории следующих муниципальных образований Республики Карелия: Беломорский муниципальный район, Лоухский муниципальный район и Кемский муниципальный район.

Ключевыми факторами, оказывающими влияние на социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации, являются:

а) экстремальные природно-климатические условия, включая низкие температуры воздуха, сильные ветры и наличие ледяного покрова на акватории арктических морей;

б) очаговый характер промышленно-хозяйственного освоения территорий и низкая плотность населения;

в) удаленность от основных промышленных центров, высокая ресурсоемкость и зависимость хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок из других регионов России топлива, продовольствия и товаров первой необходимости;

г) низкая устойчивость экологических систем, определяющих биологическое равновесие и климат Земли, и их зависимость даже от незначительных антропогенных воздействий.

В Кемском муниципальном районе ООО «НГБП» ведет строительство МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» установленной мощностью 2 x 24,9 МВт на реке Кемь. Станции конструктивно представляют собой два здания ГЭС, использующих одну плотину, и являются второй ступенью Кемского каскада ГЭС. Выдача мощности планируется осуществляться через РП 220 кВ Белый Порог и четыре вновь образованных ВЛ 220 кВ. Ввод станций в эксплуатацию (договор № 638/ТП от 21.01.2016 г.) планируется в 2020 году.

Перечень мероприятий по утвержденным инвестиционным программам развития Арктической зоны представлен в таблице 84.

Перечень мероприятий с утвержденными источниками финансирования в сетях 35 кВ и выше Арктической зоны Республики Карелия

№ п/п	Наименование объекта	Срок ввода	Технические показатели		Примечание	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий	
			МВ·А	км				
1	2	3	4	5	7	8	9	
Лоухский муниципальный район								
1.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Котозеро – Чула (Л-151) с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине, длина линии – 10,224 км, расширение трассы – 12 Га	2022		10,224	АС-185/29	Замена деревянных опор на металлические и замена провода с АС-185 на провод АС-185/29 для повышения надежности и электрооборудования потребителей	Высокий технический износ существующего объекта Акт ГО от 14.06.2016. Замена деревянных опор на металлические и замена провода с АС-185 на провод АС-185/29 для повышения надежности железнодорожного транзита и электрооборудования потребителей	ПАО «МРСК Северо-Запада»
2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Полярный Круг – Котозеро (Л-150) с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине, длина линии – 16,041 км, расширение трассы – 16 га	2023		16,041	АС-185/29	Замена провода с АС-185 на провод АС-185/29 для повышения надежности железнодорожного транзита и электрооборудования потребителей	Высокий технический износ существующего объекта Акт ГО от 31.05.2017. Замена деревянных опор на металлические и замена провода с АС-185 на провод АС-185/29 для повышения надежности железнодорожного транзита и электрооборудования потребителей	ПАО «МРСК Северо-Запада»
3.	Реконструкция ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) с заменой трансформаторов 2 х 2,5 МВ·А на новые 2 х 1 МВ·А (Рекомендуется корректировка инвестиционного проекта I_000-32-1-03.21-0097 в части трансформаторной мощности)	2024	2 х 1			В соответствии с информацией, приведенной в приложении 7, выявлено, что ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) относится к недозагруженным ПС. Загрузка оставшегося в работе трансформатора при аварийном отключении другого на 2024 год составляет 15,1%. С целью оптимизации загрузки подстанции и снижения потерь рекомендуется замена на ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) существующих трансформаторов мощностью 2 х 2,5 МВ·А на новые мощностью 2 х 1 МВ·А (мощность	Протокол заседания Совета директоров ПАО «МРСК Северо-Запада» № 303/16 от 25.12.2018	ПАО «МРСК Северо-Запада»

1	2	3	4	5	6	7	8	9
						трансформатора 1 МВ·А является минимально возможной на класс напряжения 35 кВ среди типовых решений). Загрузка оставшегося в работе трансформатора ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К) при аварийном отключении другого на 2024 год в таком случае составит 37,8%		
Кемский муниципальный район								
4.	Строительство РП 330 кВ Борей (Путкинский) с установкой шунтирующего реактора	2022	1 x 100			Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области	ПАО «ФСК ЕЭС»
5.	Реконструкция ВЛ-35кВ Л-50к «ПС35 Кривой Порог – ПС36 Белый Порог» с заменой 93 опор, 8,288 км провода, 3,397 км грозотроса и расширением просек 40,27 га	2023		8,288		Замена 93 опор, 8,288 км провода, 3,397 км грозотроса и расширением просек 40,27 га	Акт ТО от 09.08.2017. Высокий технический износ существующего объекта	ПАО «МРСК Северо-Запада»
6.	Строительство РП 220 кВ Белый Порог (ру 220 кВ МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2») с заходами ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 и 2 на РП 220 кВ Белый Порог	2019 ¹⁸	4 x 32	4 x 7,5	АС-300	Выдача мощности МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»	ТУ на ТПООО «НГБП», утвержденные 22.12.2015 с изменениями № 1 от 01.10.2018 и изменениями № 2 от 24.05.2019 с изменениями № 3 от 22.10.2019 на основании ДПП № 638/ПП от 21.01.2016 ТУ на ТПООО «НГБП», утвержденные 22.12.2015 с изменениями № 1 от 01.10.2018 и изменениями № 2 от 24.05.2019 с изменениями № 3 от 22.10.2019 на основании ДПП № 639/ПП от 21.01.2016	ООО «НГБП»

¹⁸ Мероприятие реализовано в 2019 г.

4.22. Предложение по внедрению инновационных мероприятий

В соответствии со следующими нормативно-правовыми актами:

- распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»;
- распоряжение Правительства РФ от 08.12.2011 № 2227-р «О Стратегии инновационного развития РФ на период до 2020 г»;
- распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации»;
- распоряжение Правительства РФ от 29.05.2013 № 867-р «О Плана мероприятий («Дорожная карта») «Расширение доступа субъектов малого и среднего предпринимательства к закупкам инфраструктурных монополий и компаний с государственным участием»;
- распоряжение Правительства РФ от 03.07.2014 № 1217-р «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года»;
- Перечень поручений Правительства РФ от 25.07.2014 № ДМ-ПЗ6-6057.

Одним из направлений развития, в том числе электроэнергетического комплекса, является применение инновационных решений и технологий. Правительством РФ взят курс на модернизацию экономики страны и переход от экстенсивного сценария развития отраслей производства к инновационному.

Внедрение и применение инновационного решения на объектах субъектов электроэнергетики осуществляется через исполнение ремонтных и инвестиционных программ. На перспективу до 2024 года предусматривается внедрение стальных многогранных опор.

Для оптимизации степени загрузки недозагруженных центров питания предлагается рассмотреть вариант использования трансформаторов отбора мощности (производства АО «Уралэлектротяжмаш») непосредственно от сети 110 кВ мощностью до 250 кВ·А с напряжением обмотки НН 220, 380 в взамен существующих силовых трансформаторов. Данные трансформаторы представляют собой трансформаторы напряжения большой мощности, основное отличие их от измерительных трансформаторов напряжения – наличие вторичной обмотки повышенной мощности с номинальным напряжением 220, 380 В.

Трансформаторы напряжения большой мощности изготавливаются на основе конструктивных решений и многолетнего опыта изготовления на УЭТМ (АО «Уралэлектротяжмаш») элегазовых измерительных трансформаторов напряжения ЗНГ-УЭТМ, что позволило достичь следующих основных достоинств:

- трансформаторы взрыво- и пожаробезопасны, так как в качестве главной изоляции применяются инертный негорючий газ или смесь газов;
- низкий уровень утечек – не более 0,2% от общей массы в год;
- отсутствие внутренней твердой изоляции, работающей под высоким потенциалом, что исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение всего срока службы;
- трансформатор практически не обслуживаемый. Применение газовой изоляции с низким уровнем утечек, а также надежных, с большим сроком службы комплектующих, практически исключает необходимость регламентных работ и обеспечивает эксплуатацию без обслуживания при среднем сроке службы 40 лет.

Рассмотрим данное решение на примере ПС 110 кВ Кепа (ПС-54). На ПС установлен один трансформатор мощностью 2,5 МВ·А, нагрузка по S составит на 2024 г. 208 кВ·А, или 8,3%. Мощность трансформатора 2,5 МВ·А является минимально возможной на напряжение 110 кВ среди типовых решений. При использовании трансформаторов отбора мощности 250 кВ·А нагрузка трансформатора по S составит 83,2%. Следует отметить, что у данного оборудования напряжение обмоток НН составляет 380 В, потребители расположены удаленно от ПС, следовательно, потребуется установка одного силового трансформатора 0,4/10 кВ, присоединяемого к существующему РУ 10 кВ ПС. Выведенный силовой трансформатор 2,5 МВ·А можно использовать, установив их, например, на ПС 110 кВ Лоймола (ПС-30).

Аналогичное решение может быть принято для следующих недозагруженных центров питания:

- 1) ПС 110 кВ Гимолы (ПС-31);
- 2) ПС 35 кВ Игнойла (ПС-37С);
- 3) ПС 35 кВ Тумба (ПС-41С);
- 4) ПС 35 кВ Хямекоски (ПС-38С);
- 5) ПС 110 кВ Боровое (ПС-53);
- 6) ПС 110 кВ Кепа (ПС-54);
- 7) ПС 110 кВ Сосновый (ПС-57);
- 8) ПС 110 кВ Софпорог (ПС-59);
- 9) ПС 35 кВ Попов Порог (ПС-30К);

- 10) ПС 110 кВ Каршево (ПС-75);
- 11) ПС 110 кВ Коткозеро (ПС-40);
- 12) ПС 110 кВ Пай (ПС-6);
- 13) ПС 110 кВ Чёлмужи (ПС-38);
- 14) ПС 35 кВ Водла (ПС-37П);
- 15) ПС 35 кВ Киково (ПС-30П);
- 16) ПС 35 кВ Маньга (ПС-5П);
- 17) ПС 35 кВ Поршта (ПС-36П);
- 18) ПС 35 кВ Сергиево (ПС-28П);
- 19) ПС 35 кВ Юркостров (ПС-16П).

4.23. Создание цифровой сети

4.23.1. Общие требования. Определения

В рамках объявленного ПАО «Россети» курса на создание цифровой трансформации электрической сети разработаны мероприятия по цифровизации сети.

Цифровая сеть – совокупность объектов электросетевого комплекса, ключевыми факторами эффективного управления которыми являются данные в цифровом виде, обработка больших объемов и использование результатов анализа которых позволяет существенно повысить эффективность деятельности электросетевых компаний, доступность и качество их услуг для потребителей.

Цифровая сеть соответствует критериям:

наблюдаемость параметров системы и режима работы всех элементов электросетевого комплекса; интеллектуальный учет электроэнергии;

управляемость электросетевого комплекса в режиме реального времени посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов, утвержденных стандартами международной электротехнической комиссии (МЭК);

самодиагностика и способность к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов; интеллектуальное, адаптивное управление режимом работы электросетевого оборудования с учетом режимов потребления электрической энергии.

4.23.2. Запланированные мероприятия по цифровизации

В качестве мероприятий по созданию цифровой сети в филиале ПАО «МРСК Северо-Запада» запланирована реализация цифровой радиосвязи DMR в ПО ЗКЭС.

Преимущества цифровых радиостанций стандарта DMR:

высокое качество речи.

Цифровые радиостанции обеспечивают очень высокое качество речи за счет цифровой обработки сигналов; низкое энергопотребление.

Цифровые радиостанции DRM потребляют на 40% меньше энергии, чем аналоговые. Это объясняется тем, что радиостанция DMR-стандарта передает несущую только в определенные моменты времени (таймслоты);

возможность передавать не только речевую информацию.

Радиостанции DMR могут передавать текстовые сообщения, данные телеметрии, географические координаты и т. д;

возможность работы как в цифровом, так и в аналоговом режиме.

Современные радиостанции DMR-стандарта способны работать как в аналоговом, так и в цифровом режиме. Это позволяет осуществить переход на цифровые виды связи постепенно, не меняя все абонентские радиостанции и базовое оборудование одновременно;

работа одновременно двум группам на одном частотном канале (экономия частотных ресурсов).

Так как цифровая связь DMR обеспечивает передачу несущей по таймслотам (передача осуществляется только 50% времени), то на одной частоте можно работать двум группам абонентов одновременно. То есть одни абонентские радиостанции программируются для работы в первом таймслоте, другие – во втором;

продвинутая система диспетчерской связи.

Установив специализированное программное обеспечение на базовую станцию, можно получить широкий спектр возможностей цифровой радиосвязи. Это и мониторинг транспорта, на котором установлена цифровая DMR радиостанция, и мониторинг портативных радиостанций;

Выход в городскую телефонную сеть с любой абонентской радиостанции. Соединение нескольких ретрансляторов или радиостанций в любой точке земного шара через IP-протокол;

запись переговоров диспетчера и абонентский радиостанций и многое-многое другое. Протокол DMR открыт, и многие разработчики программного обеспечения постоянно оптимизируют и расширяют перечень возможностей, предоставляемых цифровым стандартом радиосвязи – DMR.

Исполнение мероприятий позволит:

сократить время определения мест повреждения в основной и распределительной сети;

сократить время выполнения переключений по локализации поврежденных участков сети, по подаче напряжения на восстановленные участки сети.

Технико-экономическое обоснование мероприятий, реализуемых в рамках цифровизации распределительных электрических сетей, необходимо проводить в составе отдельной проектной работы.

Кроме этого в соответствии с утвержденной инвестиционной программой Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в Республики Карелия предусмотрены мероприятия по модернизации систем ССПИ и АСТУ, перечень которых приведен в таблице 85.

Таблица 85

Перечень мероприятий по модернизации ССПИ и АСТУ на территории Республики Карелия на 2019 – 2024 годы

Наименование инвестиционного проекта	Номер инвестиционного проекта	Год реализации	Объем освоения капитальных вложений в ценах 2019 г., млн. руб.
1	2	3	4
Модернизация ССПИ на ПС-110 кВ 72 «Сулажгора»: оборудование для организации голосовых каналов связи с РДУ – 2шт., преобразователь интерфейсов – 2 шт., маршрутизатор – 2 шт., коммутатор – 2 шт., ЭНИП – 20 шт., ЭНКС-3 – 2 шт., ИБП – 1 шт.	F_000-33-1-04.40-0210	2019	3,78
Модернизация ССПИ ПС-35 кВ 3п ДСК: оборудование для организации голосовых каналов связи и передачи данных – 2 шт., ЭНКС-3 – 2 шт., ЭНИП-2 – 22 шт.	I_000-33-1-04.40-0214	2023	5,36
Модернизация ССПИ ПС-110 кВ 7 ТБМ: оборудование для организации голосовых каналов связи и передачи данных – 2 шт., ЭНКС-3 – 2 шт., ЭНИП-2 – 32 шт.	I_000-33-1-04.40-0215	2021	6,58
Модернизация ССПИ ПС-110 кВ 21 Шуя: оборудование для организации голосовых каналов связи и передачи данных – 1 шт., маршрутизатор – 1 шт., коммутатор – 1 шт.	I_000-33-1-04.40-0217	2021	1,85
Модернизация ССПИ на подстанции ПС 110кВ Лахденпохья (ПС-34) в части организации системы регистрации и передачи информации об аварийных процессах: регистратор аварийных событий – 1 компл., организации системы питания регистраторов аварийных событий – 1 компл.	J_000-31-1-04.20-0210	2020	6,32
Модернизация ССПИ на подстанции ПС 110 кВ Станкозавод (ПС-69) в части организации системы регистрации и передачи информации об аварийных процессах: регистратор аварийных событий – 1 компл., организации системы питания регистраторов аварийных событий – 1 компл.	J_000-33-1-04.20-2949	2021	15,06
Модернизация ССПИ на РП 110 кВ № 81 «Ладва»: оборудование для организации цифровых каналов связи с РДУ – 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП – 5 шт., устройство сбора данных ЭНКС-3 – 2 шт., источник бесперебойного электропитания – 1 шт.	J_000-33-1-04.20-2943	2020	1,59

1	2	3	4
Модернизация ССПИ на ПС 110 кВ ПС-6 «Пай»: оборудование для организации цифровых каналов связи с РДУ – 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП – 9 шт., устройство сбора данных ЭНКС-3 – 2 шт., источник бесперебойного питания – 1 шт., трансформатор тока 110 кВ (3ф) – 1 шт.	J_000-33-1-04.20-2944	2021	11,16
Модернизация ССПИ на ПС 110 кВ ПС-5 «Деревянка»: оборудование для организации цифровых каналов связи с РДУ – 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП – 30 шт., Устройство сбора данных ЭНКС-3 – 2 шт., источник бесперебойного питания – 1 шт., трансформатор тока 110 кВ (3ф) – 1 шт.	J_000-33-1-04.20-2945	2023	26,63
Модернизация ССПИ на ПС 110 кВ ПС-69 «Станкозавод»: оборудование для организации цифровых каналов связи с РДУ – 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП – 30 шт., устройство сбора данных ЭНКС-3 – 2 шт., источник бесперебойного питания – 1 шт., трансформатор тока 110 кВ (3ф) – 2 шт.	J_000-33-1-04.20-2946	2021	15,9
Модернизация ССПИ на ПС 110 кВ ПС-34 «Лахденпохья»: оборудование для организации голосовых каналов связи с РДУ – 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП – 26 шт., устройство сбора данных ЭНКС-3м – 2 шт., аппаратура ВЧ связи – 1 комплект, источник бесперебойного питания – 1 шт., трансформатор тока 110 кВ (3ф) – 1 шт.	J_000-31-1-04.20-0209	2020	12,51
Модернизация АСТУ на ПС 110 кВ № 59 Софпорог (1 система)	J_000-32-1-04.40-0001	2021	0,89
Модернизация АСТУ на ПС 110 кВ № 57 Сосновый (1 система)	J_000-32-1-04.40-0002	2021	0,94
Модернизация АСТУ на ПС 110 кВ № 54 Кепа (1 система)	J_000-32-1-04.40-0003	2021	0,68
Модернизация АСТУ на ПС 35 кВ № 36к Белый Порог (1 система)	J_000-32-1-04.40-0004	2021	0,68
Модернизация АСТУ на ПС 110 кВ № 56 «Пяозеро» (1 система)	K_000-32-1-04.40-0209	2024	1,37

4.24. Мероприятия по снижению мазутозависимости Республики Карелия

Согласно соглашению между Главой Республики Карелия А. О. Парфенчиковым и Генеральным директором ПАО «МРСК Северо-Запада» А. Ю. Пидником разработан план по снижению мазутозависимости республики. План подразумевает глубокую реконструкцию систем тепло- и электроснабжения Республики Карелия.

Одним из способов снижения мазутозависимости является проект замещения мазута на крупнейших котельных Республики Карелия природным газом. Помимо газа предполагается широко внедрять теплогенерацию на основе угля, торфа, электроэнергии и продуктов переработки твердых коммунальных отходов. Точечные проекты в этой сфере будут реализовываться и на основе государственно-частного партнерства.

В настоящее время определены пилотные проекты по снижению потребления мазутного топлива котельными, выполняемые в рамках программы по снижению мазутозависимости Республики Карелия. Пилотными проектами являются населенные пункты, представленные на рисунке 32, а именно:

- 1) пгт Надвоицы;
- 2) пос. Шальский;
- 3) г. Олонец;
- 4) пос. Тикша.



Рис. 33. Расположение пилотных проектов

В настоящий момент идет подготовка к проектным работам, определяются стоимостные показатели и объемы необходимых мероприятий. Технические решения будут определены в рамках отдельного титула.

В рамках данного проекта на перспективу до 2022 года планируется реализации мероприятий по снижению мазутозависимости на территории порядка 60 населенных пунктов.

5. ВЫВОДЫ ПО СИПР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА

1. СиПР электроэнергетики Республики Карелия на период до 2024 года разработана для двух вариантов электропотребления и максимумов нагрузки:

7,902 млрд. кВт·ч и 1 201 МВт (базовый вариант), средний прирост – 0,07 и 0,06%;

8,229 млрд. кВт·ч и 1 228 МВт (умеренно-оптимистический вариант), средний прирост – 0,96 и 0,42%.

2. Развитие собственной генерации в регионе позволит сократить потребность в получаемой электроэнергии из смежных энергосистем, улучшить энергетическую ситуацию в Республике Карелия и повысить надежность электроснабжения потребителей.

Основным объектом строительства в Республике Карелия является ввод двух малых ГЭС: МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» ООО «НГБП». Планируемый ввод в эксплуатацию двух ГЭС ожидается в 2020 году. Кроме этого планируется строительство Сегозерской, МГЭС установленной мощностью 8,1 МВт. По информации ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» плановый год начала поставки мощности – 2022 года

3. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы по базовому варианту развития, дополняющие перечень уже запланированных мероприятий (приведены в таблице 58), отсутствуют.

4. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы по базовому варианту развития, дополняющие перечень уже запланированных мероприятий (приведены в таблице 58), приведены в таблице 86.

Таблица 86

Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы по базовому варианту развития

№ п/п	Мероприятие	Год реализации	Технические характеристики	Итого		
				км	МВ·А	Мвар
1.	ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К)	2024	Рекомендуется корректировка инвестиционного проекта I_000-32-1-03.21-0097 в части трансформаторной мощности: реконструкция ПС с заменой трансформаторов 2 x 2,5 МВ·А на новые 2 x 1 МВ·А		2 x 1	

5. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы для умеренно-оптимистического варианта развития, дополняющие перечень уже запланированных мероприятий (приведены в таблице 58), представлены в таблице 87.

Таблица 87

Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы для умеренно-оптимистического варианта развития

№ п/п	Мероприятие	Год реализации	Технические характеристики	Итого		
				км	МВ·А	Мвар
1	2	3	4	5	6	7
1.	Реконструкция ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	2022	Перемещение трансформаторов мощностью 2 x 16 МВ·А с ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) на ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)		32	
2.	Установка противоаварийной автоматики (АОПО) на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115)	2022	Установка противоаварийной автоматики (АОПО) на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) с действием на ограничение генерации ГЭС Выгского Каскада			
3.	Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102)	2022	Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) с действием на ограничение генерации Выгского Каскада ГЭС			
4.	Замена ТТ на Маткожненской ГЭС и ПС 110 кВ Идель	2022	Замена ТТ на Маткожненской ГЭС и ПС 110 кВ Идель на новый с номинальным током не менее 750 А			
5.	Замена ТТ на Ондской ГЭС и Палакоргской ГЭС	2022	Замена ТТ на Ондской ГЭС и Палакоргской ГЭС на новый с номинальным током не менее 750 А			
6.	ПС 220 кВ Костомукша	2022	Установка на ПС 220 кВ Костомукша БСК 2 x 52 Мвар			104

1	2	3	4	5	6	7
7.	ПС 220 кВ Медвежьегорск	2020	Установка на ПС 220 кВ Медвежьегорск или расширение существующих устройств ПА, действующих по факту перегрузки Т-1 или Т-2 на отключение потребителей ОАО «РЖД» со стороны ТП 10 кВ № 6 Медвежья Гора, с установкой УПАСК на ПС 220 кВ Медвежьегорск			

6. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ на территории Республики Карелия на 2020 – 2024 годы для умеренно-оптимистического варианта развития, дополняющие перечень уже запланированных мероприятий (приведены в таблице 58), отсутствуют.

7. Сводный перечень мероприятий, рекомендованных к реализации по итогам разработки СиПР для базового варианта:

7.1. Транзит 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС – Петрозаводск – Тихвин-Литейный

Для усиления транзита 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС– Кондопога – Петрозаводск – Сясь планируется сооружение второй цепи транзита 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС – Петрозаводск – Тихвин-Литейный, выполняемое в 3 этапа:

– ВЛ 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС с сооружением РП 330 кВ Борей (Путкинский) (с установкой ШР 100 Мвар) и РП 330 кВ Каменный Бор (Ондский) (с установкой УШР 180 Мвар) на период с текущего момента до 2022 года;

– ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск (с установкой УШР 180 Мвар на ПС 330 кВ Петрозаводск) на период с текущего момента до 2022 года;

– ВЛ 330 кВ Тихвин – Петрозаводск на период с текущего момента до 2021 года.

7.2. ПС 220 кВ Древлянка

Для предотвращения снижения уровней напряжения в распределительной сети 110-6 кВ Петрозаводского энергоузла ниже аварийно допустимых уровней и исключения токовой перегрузки линий транзита 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) – ПС 220 кВ Древлянка сверх АДТН в послеаварийных режимах с отключением несекционированной сш-220 кВ ПС 220 кВ Древлянка в периоды плановой остановки Петрозаводской ТЭЦ на профилактический ремонт в летний период с последующей работой ПА на ОН для базового варианта развития сети рекомендуется выполнить реконструкцию ОРУ 220 кВ в части замены 5 выключателей 220 кВ (в том числе установка нового секционного выключателя СШ-220 кВ) и замену выключателей всех присоединений, включая РУ 110 кВ на элегазовые до 2022 года. А также рекомендуется установка САОН и оснащение ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Древлянка – Станкозавод (Л-184) устройством АОПО в соответствии с планом-графиком мероприятий по повышению эффективности противоаварийного управления энергорайона г. Петрозаводска и западной Карелии до 2021 года.

7.3. ВЛ 110 кВ Котозеро – Чупа (Л-151)

На основании актов обследования технического состояния требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса и расширением трассы ВЛ по всей длине до 2022 года.

7.4. ВЛ-110 кВ Полярный Круг – Котозеро (Л-150)

На основании актов обследования технического состояния требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса и расширением трассы ВЛ по всей длине до 2023 года.

7.5. ПС 110 кВ Прионежская

Строительство ПС 110 кВ Прионежская включает в себя несколько пусковых комплексов:

2022 год – строительство ПС 110 кВ Прионежская с установкой одного трансформатора 16 МВ·А и организацией заходов 110 кВ (0,45 км) и подключением нагрузки АО «ПСК», проводящееся в соответствии с ТУ от 05.02.2018 на основании ДТП № 50-02/278 от 11.08.2011;

2024 год – установка второго трансформатора 16 МВ·А и организация заходов ВЛ 35 кВ (3,45 км). Данная реконструкция позволит исключить возникновение послеаварийных режимов в периоды прохождения зимнего максимума нагрузок с загрузкой трансформаторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ВЛ 35 кВ, отходящих от объектов, сверх величин длительно и аварийно допустимой перегрузки и снижение уровней напряжения в распределительной сети 35 кВ ниже аварийно допустимых значений.

7.6. РП 220 кВ Белый Порог

Для выдачи мощности МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» до 2019 года предполагается строительство РП 220 кВ Белый Порог с подключением к электрической сети 220 кВ за счет строительства заходов длиной примерно 7,5 км и врезкой в ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1, 2 с последующим образованием четырех линий 220 кВ: ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый Порог № 1, ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый Порог № 2, ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 1 и ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 2. Мероприятие реализовано в 2019 году.

7.7. ТП 35 кВ Ефимовский карьер

В 2021 г. для электроснабжения предприятия по производству щебня на месторождении мигматитов «Западно-Хийтольское» в п. Хийтола требуется строительство ВЛ 35 кВ порядка 9,3 км от ПС 35 кВ Липпола (ПС-11С) и строительство ТП 35 кВ Ефимовский карьер с установкой трансформаторов мощностью 2 x 1,25 МВ·А и 1 x 0,63 МВ·А.

7.8. ВЛ 35 кВ Кривой Порог – Белый Порог (Л-50К)

Реконструкцию ВЛ 35кВ Л-50к «ПС35 Кривой Порог – ПС-36 Белый Порог» с заменой 93 опор, 8,288 км провода, 3,397 км грозотроса и расширением просек 40,27 га учесть в 2023 году.

7.9. ПС 220 кВ Сортавальская

При прохождении режимов нагрузок зимнего периода наложение на единичные ремонтные схемы с отключением ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская или ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви аварийного отключения ВЛ 110 кВ Лоймола – Суоярви (Л-132) или ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129) соответственно приводит к снижению напряжения на объектах района ниже аварийно допустимых уровней, к последующей работе устройств АОСН с УВ на ОН и невозможности восстановить отключенных потребителей действием ПА до ввода в работу отключившихся линий 110 – 220 кВ. Для повышения надежности электроснабжения потребителей требуется реконструкция ПС с установкой БСК 110 кВ мощностью 2 x 17,5 Мвар до 2020 года.

7.10. ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5)

Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5) с установкой выключателей 110 кВ (2 шт.), заменой масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), организацией СОПТ (1 компл.), установкой ступенчатых защит 110 кВ (2 компл.), установкой полуккомплекта основной защиты ВЛ Л-186 до 2022 года.

7.11. ПС 35 кВ Волома (ПС-34К)

Техническое перевооружение ПС 35 кВ Волома (ПС-34К) в Муезерском районе с заменой вакуумных выключателей 35 кВ в количестве 3 шт. на вакуумные выключатели 35 кВ в количестве 3 шт. до 2021 года.

7.12. ПС 110 кВ Пай (ПС-6)

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Пай (ПС-6) с заменой трансформаторов тока 110 кВ с номинальным током первичной обмотки 300 А на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А в целях исключения ограничения допустимой токовой нагрузки ЛЭП по допустимому току линейного оборудования в количестве 3 шт. Мероприятие реализовано в 2019 году.

7.13. ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) в г. Петрозаводске с заменой 3 дугогасящих реакторов 10 кВ: КТ1-10-1, КТ1-10-2, КТ2-10 на 2 дугогасящих реактора 10 кВ и 3 трансформаторов для подключения дугогасящих реакторов 10 кВ: ТКТ1-10-1, ТКТ1-10-2, ТКТ2-10 на 2 трансформатора 10 кВ до 2021 года.

7.14. ПС 110 кВ Олонец (ПС-41)

Реконструкция подстанции ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 шт., установка блока с вакуумным выключателем 35 кВ, заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в количестве 15 шт. до 2021 года.

7.15. ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67)

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) с оснащением устройствами АОСН – 2 комплекта до 2020 года.

7.16. ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К)

Замена силовых трансформаторов 35 кВ 2 x 2,5 МВ·А на силовые трансформаторы 35 кВ 2 x 1 МВ·А до 2024 года.

7.17. ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20)

Замена масляного выключателя 110 кВ (1 шт.), установкой трансформаторов тока (21 шт.), организацией СОПТ (1 компл.), установкой полуккомплекта ДЗЛ ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л-121) на ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) и заменой РЗА комплектов ступенчатых защит линий 110 кВ (2 компл.), автоматики управления выключателя (1 компл.), центральной сигнализации (1 компл.) до 2020 года.

7.18. Петрозаводская ТЭЦ

Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) и ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118) со стороны Петрозаводской ТЭЦ до 2020 года.

7.19. Отпайка от ВЛ 35 кВ Сегежа – Попов Порог (Л-33К)

Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Сегежа – Попов Порог (Л-33К) до Сегозерская МГЭС для осуществления выдачи мощности Сегозерской МГЭС (требуется корректировка в соответствии с разрабатываемой схемой выдачи мощности электростанции) до 2022 года.

7.20. МГЭС «Белопорожская ГЭС-1», МГЭС «Белопорожская ГЭС-2»

Строительство МГЭС «Белопорожская ГЭС-1» и МГЭС «Белопорожская ГЭС-2» установленной мощностью 2 x 24,9 МВт на реке Кемь в период до 2020 года.

7.21. МГЭС «Сегозерская ГЭС»

Строительство МГЭС «Сегозерская ГЭС» установленной мощностью 8,1 МВт в период до 2022 года. Помимо вышеперечисленных мероприятий, в рамках «умеренно-оптимистического» варианта развития энергосистемы республики Карелия необходима реализация следующих мероприятий:

7.22. ПС 220 кВ Медвежьегорск

Установка на ПС 220 кВ Медвежьегорск или расширение существующих устройств ПА, действующих по факту перегрузки Т-1 или Т-2 на отключение потребителей ОАО «РЖД» со стороны ТП 10 кВ № 6 Медвежья Гора, с установкой УПАСК на ПС 220 кВ Медвежьегорск (срок реализации – 2020 год)

7.23. ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)

Перемещение трансформаторов мощностью 2 x 16 МВ·А с ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) на ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) до 2022 года.

7.24. Каскад Выгских ГЭС

Для исключения ограничений на суммарную нагрузку станций Каскада Выгских ГЭС в единичных ремонтных схемах, связанных с отключением одной из ВЛ 110 кВ на участке от Ондской ГЭС (ГЭС-4) до Маткожненской ГЭС (ГЭС-3) или ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115), необходима реализация АОПО на ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115), ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) с действием на ОГ на станциях Каскада Выгских ГЭС в 2020 г, а также замена ТТ на Маткожненской ГЭС, Ондской ГЭС, Палакоргской ГЭС и ПС 110 кВ Идель на новый с номинальным током не менее 750 А до 2022 года.

7.25. ПС 220 кВ Костомукша (ПС-52)

Реконструкция ПС 220 кВ Костомукша (ПС-52) до 2022 года с учетом присоединения дополнительной нагрузки в части увеличения трансформаторной мощности и замены ТТ, установка БСК (2 x 52 Мвар) в соответствии с ТУ № 370/ТУ-М7 (с изменениями № 1 от 19.03.2020) на основании ДТП №552/ТП-М7 от 12.12.2016.

8. Предусмотренные СиПР электроэнергетики Республики Карелия на период до 2024 года мероприятия по вводу электросетевых объектов позволят обеспечить надежное электроснабжение существующих и возможность присоединения новых потребителей энергосистемы Республики Карелия.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
к Программе

Протяженность линий электропередач

Собственник объекта	Наименование	Номинальное напряжение, кВ	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
1	2	3	4	5	6
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск	330	131,3	1982	36
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога	330	211,33	1979	39
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС	330	123,2	1967	51
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск	330	64,91	1979	39
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1	330	160	1975	43
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 1	330	105,37	н. д.	н. д.
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи № 2	330	107,2	2009	9
Итого 330 кВ		330	903,31		
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Древянка	220	25,85	1976	42
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Петрозаводскмаш – Кондопога	220	51,07	1963	55

1	2	3	4	5	6
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Кондопога	220	88,4	1964	54
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Сегежа – Медвежьегорск с отпайкой на ПС Раменцы	220	100,05	1965	53
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Петрозаводскмаш	220	24,24	1976	42
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС – Кемь	220	5,41	1991	27
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС – Кривопорожская ГЭС с отпайкой на Подужемскую ГЭС № 1	220	51,03	1971	47
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС – Кривопорожская ГЭС с отпайкой на Подужемскую ГЭС № 2	220	50,56	1982	36
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС ¹	ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый Порог № 1	220	40,728	2019	1
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС ²	ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый Порог № 2	220	40,448	2019	1
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС ³	ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 1	220	136,684	2019	1
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС ⁴	ВЛ 220 кВ Белый Порог – Костомукша № 2	220	136,316	2019	1
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Суоярви	220	101,7	1976	42
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Суоярви – Ляскеля	220	86,41	1985	33
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская	220	38,25	1997	21
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа	220	22,3	1965	53
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка	220	105,07	н. д.	н. д.
Итого ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС		220	1 106,13		
ОАО «РЖД»	ВЛ 220 кВ Сегежа – Сегежа-тяговая № 1 (Л-211)	220	2,2	2006	13
ОАО «РЖД»	ВЛ 220 кВ Сегежа – Сегежа-тяговая № 2 (Л-212)	220	2,2	2006	13
ОАО «РЖД»	Медвежьегорск с отпайкой на ПС Раменцы (Л-203)	220	4,3	2003	16

¹ Заход, протяженностью 7 644,4 м, в сторону РП 220 кВ Белый порог принадлежит ООО «НГБП».

² Заход, протяженностью 7 509,2 м, в сторону РП 220 кВ Белый порог принадлежит ООО «НГБП».

³ Заход, протяженностью 7 765,4 м, в сторону РП 220 кВ Белый порог принадлежит ООО «НГБП».

⁴ Заход, протяженностью 7 720,6 м, в сторону РП 220 кВ Белый порог принадлежит ООО «НГБП».

1	2	3	4	5	6
ОАО «РЖД»	ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Медгора № 1 (Л-207)	220	0,7	2002	17
ОАО «РЖД»	ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Медгора № 2 (Л-208)	220	0,7	2002	17
ОАО «РЖД»	ВЛ 220 кВ Кондопога – Нигозеро № 1 (Л-209)	220	1,5	2005	14
ОАО «РЖД»	ВЛ 220 кВ Кондопога – Нигозеро № 2 (Л-210)	220	1,5	2005	14
Итого ОАО «РЖД»		220	13,1		
ОАО «Кондопога»	ВЛ 220 кВ Кондопога – Петрозаводскмаш	220	1,4	н. д.	н. д.
ОАО «Кондопога»	ВЛ 220 кВ Кондопога – Медвежьегорск	220	5,9	н. д.	н. д.
ОАО «Кондопога»	ВЛ 220 кВ Кондопога – Кондопога (Л-214)	220	6,6	н. д.	н. д.
ОАО «Кондопога»	ВЛ 220 кВ Кондопога – КЦБК № 1 (Л-205)	220	2	н. д.	н. д.
ОАО «Кондопога»	ВЛ 220 кВ Кондопога – КЦБК № 2 (Л-206)	220	2,05	н. д.	н. д.
ОАО «Кондопога»		220	17,95		
Итого 220кВ		220	1 137,18		
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 110 кВ Лоухи – Лоухи-тяговая № 1 (Л-198)	110	3,1	2009	9
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 110 кВ Лоухи – Лоухи-тяговая № 2 (Л-199)	110	3,1	2009	9
Итого ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС		110	6,2		
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – НАЗ № 1 (Л-100)	110	6,24	2004	14
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – НАЗ № 2 (Л-101)	110	6,22	1985	33
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102)	110	35,3	2004	14
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Палокоргская ГЭС (Л-103)	110	25,48	2004	14
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Беломорская ГЭС (Л-104)	110	16,25	1962	56
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Выгостровская ГЭС (Л-105)	110	13,3	1962	56

1	2	3	4	5	6
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Олений (Л-106)	110	31,81	1969	49
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – НАЗ № 3 (Л-107)	110	6,35	1996	22
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – НАЗ № 4 (Л-108)	110	6,37	1996	22
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – СЦБК с отпайкой на ПС Сегежа № 1 (Л-109)	110	23,79	1971	47
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – СЦБК с отпайкой на ПС Сегежа № 2 (Л-110)	110	23,82	1971	47
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111)	110	43,8	2004	14
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112)	110	27,16	2004	14
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113)	110	3,58	1960	58
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114)	110	6,1	1963	55
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115)	110	55,8	1991	27
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Олений – Ругозеро (Л-116)	110	54,17	1970	48
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ругозеро – Ледмозеро (Л-117)	110	56,42	1971	47
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118)	110	1,6	1981	37
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Сулажгора – Суна с отпайкой на Шую (Л-119)	110	37,8	1937	81

1	2	3	4	5	6
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Суна – КОЗ (Л-120)	110	7,2	1937	81
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л-121)	110	4,1	1947	71
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Хаапалампи (Л-122)	110	27,2	1961	57
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124)	110	68,23	1976	42
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Коткозеро (Л-125)	110	43,51	1978	40
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Коткозеро – Олонец (Л-126)	110	43,36	1985	33
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Сортавальская – Кириявалахти (Л-127)	110	15,3	1964	54
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кириявалахти – Ляскеля (Л-128)	110	23,31	1964	54
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кузнечное – Лахденпохья (Л-129)	110	51,35	1964	54
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ляскеля – Питкяранта (Л-130)	110	37,97	1966	52
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Питкяранта – Лоймола (Л-131)	110	50,1	1963	55
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Лоймола – Суоярви (Л-132)	110	42,17	1964	54
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Суоярви – Найстенъярви (Л-133)	110	28,7	1964	54
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Найстенъярви – Поросозеро (Л-134)	110	47,14	1965	53

1	2	3	4	5	6
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Пальезерская ГЭС – Поросозеро (Л-135)	110	75,33	1968	50
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Поросозеро – Гимолы (Л-136)	110	33,89	1969	49
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Гимолы – Суккозеро (Л-137)	110	28,22	1969	49
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Суккозеро – Пенинга (Л-138)	110	51,57	1986	32
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Сортавальская – Карьерная (Л-139)	110	26,11	1979	39
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Карьерная – Вяртсиля (Л-140)	110	38,53	1979	39
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Каршево – Андома (Л-141)	110	51,59	1964	54
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Пяльма – Авдеево (Л-142)	110	59,89	1982	36
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Медвежьегорск – Пяльма с отпайками (Л-143)	110	107,23	1980	38
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Медвежьегорск – Великая Губа (Л-144)	110	95,9	1987	31
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Юшкозерская ГЭС – Боровое (Л-146)	110	28,7	1982	36
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Юшкозерская ГЭС – Кепа (Л-147)	110	37,94	1983	35
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кепа – Калевала (Л-148)	110	53,74	1983	35
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Лоухи-тяговая – Кестеньга с отпайкой на Сосновый (Л-149)	110	66,26	1976	42

1	2	3	4	5	6
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Полярный Круг – Котозеро (Л-150)	110	16,6	1966	52
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Котозеро – Чупа (Л-151)	110	10,4	1966	52
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Чупа – Кереть (Л-152)	110	11,6	1968	50
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кереть – Лоухи-тяговая (Л-153)	110	18	1969	49
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Лоухи-тяговая – Энгозеро (Л-154)	110	53,27	1988	30
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Энгозеро – Кузема (Л-155)	110	59,27	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кузема – Кемь (Л-156)	110	49,5	1988	30
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Путкинская ГЭС – Кемь-тяговая (Л-157)	110	5,02	1988	30
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кемь-тяговая – Кемь (Л-158)	110	1,14	1988	30
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Беломорск – Беломорск-тяговая № 1 (Л-161)	110	3,03	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Беломорск – Беломорск-тяговая № 2 (Л-162)	110	3,03	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кестеньга – Пяозеро (Л-163)	110	44	1976	42
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Авдеево – Пудож (Л-164)	110	42,05	1982	36
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Каршево – Пудож (Л-165)	110	18,63	1964	54

1	2	3	4	5	6
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166)	110	45,9	1997	21
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Боровое – Ледмозеро (Л-167)	110	45,24	1982	36
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – Березовка (Л-168)	110	6,6	1954	64
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Пальеозерская ГЭС – Березовка (Л-169)	110	47,37	1954	64
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170)	110	49,74	1993	25
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Заводская № 1 (Л-171)	110	2,6	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Заводская № 2 (Л-172)	110	2,6	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173)	110	46,4	1994	24
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Древлянка с отпайками № 1 (Л-174)	110	4,9	1959	59
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Древлянка с отпайками № 2 (Л-175)	110	5,38	1983	35
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Петрозаводск с отпайкой на ПТБМ № 1 (Л– 176)	110	8,79	1953	65
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Петрозаводск с отпайкой на ПТБМ № 2 (Л– 177)	110	8,82	1953	65
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Древлянка – Авангард с отпайками № 1 (Л-178)	110	14,67	1978	40
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Древлянка – Авангард с отпайками № 2 (Л-179)	110	14,67	1978	40

1	2	3	4	5	6
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Заводская – Заозерье с отпайкой на ПС Логмозеро и на Шую № 1 (Л-181)	110	26,74	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Заводская – Заозерье с отпайкой на ПС Логмозеро и на Шую № 2 (Л-182)	110	26,74	1989	29
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Древлянка – Станкозавод (Л-184)	110	7,94	1959	59
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Станкозавод – Деревянка(Л-185)	110	21,1	1959	59
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Деревянка – Ладва (Л-186)	110	32,9	1959	59
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ладва – Пай (Л-187)	110	17,2	1959	59
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188)	110	34,48	1959	59
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ляскеля – Ляскеля № 1 (Л-191)	110	6,34	1987	31
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Ляскеля – Ляскеля № 2 (Л-192)	110	6,34	1987	31
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Сортавальская – Сортавала № 1 (Л-193)	110	8,73	1997	21
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Сортавальская – Хаапалампи (Л-194)	110	5,48	1961	57
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Сортавальская – Сортавала № 2 (Л-195)	110	11,05	1979	39
Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»	ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (Л-О1)	110	4,1	1959	59
Итого Карельский Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»		110	2 574,4		
АО «Карельский окамыш»	ВЛ 110 кВ Костомукша – Город (Л-104)	110	6,5	н. д.	н. д.

1	2	3	4	5	6
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ Костомукша – Город (Л-105)	110	6,5	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ Костомукша – ЦРРМ (Л-106)	110	23,8	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ Костомукша – ЦРРМ (Л-107)	110	23,8	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ Костомукша – Фабрика окомкования (Л-108)	110	3,5	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Фабрика окомкования (Л-109)	110	3,5	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Фабрика обогащения (Л-111)	110	3,5	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Фабрика обогащения (Л-114)	110	3,5	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Насосная оборотного водоснабжения (Л-116)	110	1	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Насосная оборотного водоснабжения (Л-117)	110	1	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – ГПП-14 (Л-118)	110	9,5	н. д.	н. д.
АО «Карельский окатыш»	ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – ГПП-14 (Л-120)	110	9,5	н. д.	н. д.
Итого АО «Карельский окатыш»		110	95,6		
ОАО «РЖД»	ВЛ 110 кВ Беломорск – Нюхча с отпайкой на Сумпосад № 1 (Л-159)	110	112	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 110 кВ Беломорск – Нюхча с отпайкой на Сумпосад № 2 (Л-160)	110	112	н. д.	н. д.
Итого ОАО «РЖД»		110	224		
АО «ПСК»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Древлянка с отпайками № 1 (Л-174)	110	1,6	1983	34
АО «ПСК»	ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Древлянка с отпайками № 2 (Л-175)	110	1,6	1983	34
Итого АО «ПСК»		110	3,2		
ОАО «Кондопога»	ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – Кондопожский целлюлозно-бумажный комбинат (Л-123)	110	0,6	н. д.	н. д.
Итого 110 кВ		110	2 903,99		

1	2	3	4	5	6
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 35 кВ Лоухи – Амбарный	35	0,7	2010	8
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ВЛ 35 кВ Лоухи – Амбарный	35	0,1	2010	8
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	КВЛ Ляскеля – о. Валаам № 1 (Л-75С)	35	52,5	2009	9
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	КВЛ Ляскеля – о. Валаам № 2 (Л-76С)	35	52,5	2009	9
Итого ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС		35	105,8		
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кузнечное – Липпола(Л-30С)	35	13,34	1958	60
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Леванпельто – Труд (Л-31С)	35	18,57	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС-1 – ПС-27 (Л-32С)	35	2,77	1985	33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС-1 – ПС-27 (Л-33С)	35	2,84	1992	26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Импилахти – Леппясилта (Л-34С)	35	7,44	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Хямекоски – Октябрь (Л-35С)	35	18,67	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Харлу – Ляскеля (Л-36С)	35	6,45	1962	56
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Ляскеля – Импилахти (Л-37С)	35	16,72	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Питкяранта – Ууксу (Л-38С)	35	9,77	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Искра – Рускеала (Л-39С)	35	13,28	1964	54
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Питкякоски ГЭС – Куокканиеми (Л-41 С)	35	9,17	1961	57

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Туокслаhti – Сортавала (Л-42С)	35	5,37	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Искра – Вяртсиля (Л-43С)	35	14,97	1965	53
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ, Л-45С, ПС-18С Хаутаваара – Л-46 (Л-45С)	35	5,72	1962	56
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пийтсиёки – Игнойла (Л-46С)	35	26,23	1963	55
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Суоярви – Пийтсиёки (Л-47С)	35	2,96	1963	55
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Игнойла – Эссоила (Л-50С)	35	35,31	1971	47
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Салми – Ряймяля (Л-51С)	35	6,29	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Салми – ГЭС-25 Суури-йоки (Л-52С)	35	6,84	1964	54
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Поросозеро – Поросозеро (Л-53С)	35	2,71	1965	53
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сортавала – Хелюля (Л-54С)	35	3,93	1974	44
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кааламо – Карьерная (Л-55С)	35	4,08	1983	35
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сортавала – Кааламо (Л-56С)	35	22,67	1977	41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кааламо – Карьерная (Л-57С)	35	9,23	1983	35
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Рускеала – Кааламо (Л-58С)	35	6,17	1977	41

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Тохма – Хелюля (Л-59С)	35	2,87	2006	12
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Суккозеро – Тумба (Л-60С)	35	24,32	1976	42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Тумба – Мотко (Л-61С)	35	18,36	1976	42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Мотко – Лендеры (Л-62С)	35	32,82	1976	42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Леппясилта – Ладожская (Л-63С)	35	9,98	1978	40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 РП Койриноя – Леппясилта (Л-64С)	35	8,76	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ РП Койриноя – Карьер (Л-65С)	35	4,74	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Питкяранта – Карьер (Л-66С)	35	6,05	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Ууксу – ГЭС Суури-йоки ГЭС (Л-67С)	35	17,9	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Харлу – Хямекоски (Л-68С)	35	5,24	1962	56
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Липпола – Леванпельто (Л-69С)	35	8,29	1969	49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Лахденпохья – Труд (Л-70С)	35	14,05	1969	48
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Хямекоски – Леппясюрья (Л-71С)	35	26,06	1974	44
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Харлу – РП Харлу (Л-72С)	35	0,39	1962	56

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Леванпельто – Тоунан (Л-73С)	35	19,75	1976	42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Леванпельто – Элисенваара (Л-74С)	35	14,75	1982	36
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кирьявалахти – Тохма (Л-77С)	35	6,17	1977	41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сортавала – Приладожская (Л-78С)	35	5,56	1985	33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кирьявалахти – Приладожская (Л-79С)	35	9,58	1992	26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Лахденпохья – Куокканиеми (Л-80С)	35	20,37	1969	49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ РП Койриноя – Койриноя (Л-81С)	35	0,44	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Лахденпохья – Ихала (Л-82С)	35	10,81	1987	31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Октябрь – Искра (Л-83С)	35	8,69	1962	56
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Туокслахти – Питкякоски ГЭС (Л-84С)	35	8,16	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Чупа – Плотина (Л-32К)	35	25	2008	10
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Беломорск – БЛДК (Л-31К)	35	4,91	1991	27
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сегежа – Попов Порог (Л-33К)	35	69,3	2006	12
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Чупа – Малиновая Варакка (Л-34К)	35	11,25	1968	50

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Беломорск – Сумпосад (Л-35К)	35	49,5	1978	40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кемь – Рабочий Остров (Л-36К)	35	10,11	1960	58
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сегежа – ДОК (Л-37К)	35	1,9	1987	31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Полярный Круг – Тэдино (Л-38К)	35	8,1	1973	45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Полярный Круг – Тэдино (Л-39К)	35	8,1	1973	45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Ледмозеро – Муезерка (Л-40К)	35	36	1973	45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Муезерка – Волома (Л-41К)	35	27,95	1973	45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Волома – Пенинга (Л-42К)	35	23,62	1973	45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кемь – Рабочий Остров (Л-43К)	35	10,11	1979	39
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Лоухи – Амбарный (Л-44К)	35	37	1982	36
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сегежа – Птицефабрика (Л-45К)	35	9,25	1987	31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сегежа – ДОК (Л-46К)	35	1,99	1987	31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Сегежа – Птицефабрика (Л-47К)	35	8,16	1987	31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кривопорожская ГЭС – Электростанция (Л-48К)	35	1,27	1992	26

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кривопорожская ГЭС – Электростанция (Л-49К)	35	1,27	1992	26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кривопорожская ГЭС – Белопорожская ГЭС (Л-50К)	35	40,38	1993	25
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Березовка – Кончезеро (Л-30П)	35	20,51	1975	43
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Спасская Губа – Кончезеро (Л-31П)	35	20,51	1989	29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пальеозерская ГЭС-2 – Спасская Губа (Л-32П)	35	32,9	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Половина – Матросы (Л-33П)	35	9,43	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Матросы – Пряжа (Л-34П)	35	16,9	1962	56
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пряжа – Крошнозеро (Л-35П)	35	40,2	1996	22
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Крошнозеро – Ведлозеро (Л-36П)	35	21,2	1996	22
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ ДСК – Заозерье (Л-37П)	35	10,7	1969	49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ ТБМ – ДСК (Л– 38П)	35	1,45	1958	60
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ ТБМ – ДСК (Л– 39П)	35	1,45	1958	60
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Эссойла – Крошнозеро (Л-40П)	35	27,3	1980	38
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Коткозеро – Куйтежа (Л-41П)	35	43,8	1978	40

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Ильинское – Тукса (Л-43П)	35	16,67	1963	55
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Ильинское – Видлица (Л-44П)	35	28,1	1963	55
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Видлица – Ряймеля (Л-45П)	35	31,2	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Олонец – Куйтежа (Л-46П)	35	17,6	1968	50
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Олонец – Тукса (Л-47П)	35	10,8	1991	27
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Куйтежа – Михайловское (Л-49П)	35	32	1985	33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Мелиоративный – Тепличный (Л-50П)	35	6,18	1988	30
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Тепличный – Холодильник (Л-51П)	35	2,6	1990	28
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Соломенное – ПЛМК (Л-52П)	35	4,25	1985	33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пряжа – Святозеро (Л-53П)	35	14,7	1990	28
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Уя – Педасельга (Л-54П)	35	8,5	1969	49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Половина – Бесовец (Л-56П)	35	17,18	1962	56
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Шуя – Мелиоративный (Л-57П)	35	2,2	1980	38
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец (Л- 58П)	35	23	1972	46

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Шуя – Соломенное (Л-59П)	35	5,61	1985	33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Древянка – Онежская (Л-60П)	35	9,5	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Древянка – ОТЗ (Л-61П)	35	3,3	1963	55
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Древянка – ОТЗ (Л-62П)	35	3,3	1963	55
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Древянка – Лососинное (Л-64П)	35	12,8	1969	49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Онежская – Уя (Л-65П)	35	28,7	1969	49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Онежская – Авангард (Л-66П)	35	3,4	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Онежская – Авангард (Л-67П)	35	3,4	1961	57
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Дервянка – Шёлтозеро (Л-69П)	35	56,5	1991	27
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Шуньга – Толвуя (Л-70П)	35	27,8	1992	26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Толвуя – Великая Нива (Л-71П)	35	19	1971	47
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пергуба РЛ-73 – Кяппесельга (Л-72П)	35	20,02	1996	22
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ РЛ-73 – Шуньга (Л-73П)	35	32,8	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пиндуши – Повенец (Л-74П)	35	18	1970	48

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пергуба – РЛ-73 (Л-75П)	35	2,2	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Медгора – Чёбино (Л-76П)	35	16,3	1988	30
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Медгора – Пергуба (Л-77П)	35	17,75	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Медгора – КЭЗ (Л- 78П)	35	12,25	1977	41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Медгора – КЭЗ (Л- 79П)	35	12,15	1977	41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Авдеево – Большой Массив (Л-80П)	35	23,66	1987	31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пудож – Рагнукса (Л-81П)	35	17,07	1967	51
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пудож – Шала (Л- 82П)	35	29,51	1967	51
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Пудож – Кубово (Л-83П)	35	46	1966	52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Кубово – Водла (Л-85П)	35	22,79	1973	45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Авдеево – Рагнукса (Л-86П)	35	22,11	1967	51
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Чёлмужи – Сергиево (Л-90П)	35	49,7	1980	38
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Чёбино – Паданы (Л-92П)	35	80	1989	29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Великая Губа – Великая Нива (Л-93П)	35	16	1971	47

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Великая Губа – Жарниково (Л-94П)	35	32,02	2012	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Деревянка – Шокша (Л-96П)	35	37,6	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Шокша – Шёлтозеро (Л-97П)	35	22,4	1985	33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ 35 кВ Шёлтозеро – Рыбрека (Л-98П)	35	13,9	1966	52
Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»		35	2 087,3		
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ Беломорск – Сухое	35	26,5	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ Беломорск – Вирма	35	42,6	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ Нюхча – б/п 98 км (Вирандозеро)	35	17	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ Кемь – Шуерецкая	35	31	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ Идель – Кочкома	35	9	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ Кузема – Энгозеро	35	59	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ 27,5 кВ ст. Идель	35	0,9	н. д.	н. д.
Итого ОАО «РЖД»		35	186		
АО «ПСК»	ВЛ 35 кВ Паданы – Шалговаара (Л-91П)	35	34	1990	28
Итого 35кВ		35	2 445,45		
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	отпайка от ВЛ-10 кВ Л-47– 04 на ПС-Лоухи	10-0,4	0,5	2010	8
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ВЛ и кабельная линия (далее – КЛ) 10-0,4 кВ, всего	10-0,4	6 713,9	н. д.	н. д.
ОАО «РЖД»	ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего	10-0,4	6 105	н. д.	н. д.
АО «ПСК»	ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего	10-0,4	5 044,6	н. д.	н. д.
ОАО «28 ЭС»	ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего	10-0,4	107,8	н. д.	н. д.
ООО «Охта Групп Онега»	ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего	10-0,4	6,3	н. д.	н. д.
Итого 10-0,4кВ		10-0,4	17 978,1		

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
к Программе**Мощность трансформаторных подстанций**

Собственник объекта	Наименование	Класс напряжения, кВ	Мощность, МВ·А	Год ввода или изготовления трансформаторов	Срок эксплуатации
1	2	3	4	5	6
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 330 кВ Лоухи	330	250	АТ-1 – 2008, АТ-2 – 2008, Т-3 – 2008	АТ-1 – 10 АТ-2 – 10, Т-3 – 10
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 330 кВ Петрозаводск	330	480	АТ-1 – 1981, АТ-2 – 1977	АТ-1 – 37, АТ-2 – 41
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 330 кВ Кондопога	330	240	АТ-1 – 1980	АТ-1 – 38
Итого ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	–	330	970	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	330	480	–	–
ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия»	Ондская ГЭС (ГЭС-4)	330	480	–	–
Итого 330 кВ		330	1 930	–	–
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 220 кВ Древлянка (ПС-2)	220	330,5	АТ-1 – 1977, АТ-2 – 1975, Т-1 – 1969, Т-2 – 1967	АТ-1 – 41, АТ-2 – 43, Т-1 – 49, Т-2 – 51
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 220 кВ Кемь (ПС-10)	220	175	АТ-1 – 1990, Т-1 – 1995, Т-2 – 1993	АТ-1 – 28, Т-1 – 23, Т-2 – 25
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 220 кВ Медвежьегорск (ПС-19)	220	77	АТ-1 – 1977, Т-1 – 1990, Т-2 – 1968	АТ-1 – 41, Т-1 – 28, Т-2 – 50
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 220 кВ Суоярви (ПС-24)	220	158	АТ-1 – 1975, АТ-2 – 1981, Т-1 – 1981, Т-2 – 1972	АТ-1 – 43, АТ-2 – 37, Т-1 – 37, Т-2 – 46
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 220 кВ Ляскеля (ПС-92)	220	158	АТ-1 – 1983, АТ-2 – 1984, Т-1 – 2009, Т-2 – 2009	АТ-1 – 35, АТ-2 – 34, Т-1 – 9, Т-2 – 9
ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС	ПС 220 кВ Сортавальская (ПС-97)	220	63	АТ-2 – 1995	АТ-2 – 23
Итого ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС		220	961,5	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 220 кВ Сегежа (РП-103)	220	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 220 кВ Сегежа-тяговая (ПС-101)	220	80	2006	13
ОАО «РЖД»	ПС 220 кВ Раменцы (ПС-104)	220	40	2003	14

1	2	3	4	5	6
ОАО «РЖД»	ПС 220 кВ Медгора (ПС-17)	220	80	2002	17
ОАО «РЖД»	ПС 220 кВ Нигозеро (ПС-106)	220	80	2005	14
Итого ОАО «РЖД»		220	360	–	–
ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога»)	ПС 220 кВ Кондопога (ПС-16)	220	352	–	–
ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога»)	ПС 220 кВ Кондопожский ЦБК (ПС-8)	220	160	–	–
Итого ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога»)		220	512	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	220	250	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	220	245	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	220	64	–	–
Итого Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»		220	559	–	–
ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия»	Ондская ГЭС (ГЭС-4)	220	250	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 220 кВ Костомукша (ПС-52)	220	400	–	–
АО «АЭМ-Технологии»	ПС 220 кВ «Петрозаводскмаш» (ПС-18)	220	126	–	–
Итого 220 кВ		220	3 068,5	–	–
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Петрозаводск (ПС-1)	110	80	T-1 – 1999 T-2 – 2000	T-1 – 19, T-2 – 18
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5)	110	26	T-1 – 1978 T-2 – 2008	T-1 – 40, T-2 – 10
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Пай (ПС-6)	110	2,5	T-1 – 1986	T-1 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7)	110	50	T-1 – 1977 T-2 – 1974	T-1 – 41, T-2 – 44
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Ругозеро (ПС-9)	110	5	T-1 – 1971 T-2 – 1971	T-1 – 47, T-2 – 47
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Беломорск (ПС-12)	110	26	T-1 – 1996 T-2 – 1983	T-1 – 22, T-2 – 35

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Ледозеро (ПС-13)	110	20	T-1 – 1989, T-2 – 1972	T-1 – 28, T-2 – 46
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Олений (ПС-14)	110	6,3	T-1 – 2003	T-1 – 15
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Сегежа (ПС-15)	110	80	T-1 – 1985, T-2 – 1986	T-1 – 33, T-2 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20)	110	26	T-1 – 1987, T-2 – 2014	T-1 – 31, T-2 – 4
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Шуя (ПС-21)	110	50	T-1 – 2008, T-2 – 2008	T-1 – 10, T-2 – 10
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Суна (ПС-22)	110	5	T-1 – 1974, T-2 – 1974	T-1 – 44, T-2 – 44
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Заозерье (ПС-23)	110	20	T-1 – 1989, T-2 – 1989	T-1 – 29, T-2 – 29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Питкяранта (ПС-25)	110	50	T-1 – 1992, T-2 – 1991	T-1 – 26, T-2 – 27
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Ляскеля (ПС-26)	110	16,3	T-1 – 1965, T-2 – 1964	T-1 – 53, T-2 – 54
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Соргавала (ПС-27)	110	80	T-1 – 1995, T-2 – 1994	T-1 – 23, T-2 – 24
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28)	110	12,6	T-1 – 1978, T-2 – 1978	T-1 – 40, T-2 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Поросозеро (ПС-29)	110	16,3	T-1 – 1966, T-2 – 1966	T-1 – 52, T-2 – 52
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Лоймола (ПС-30)	110	6,3	T-1 – 1965	T-1 – 53
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Гимолы (ПС-31)	110	2,5	T-1 – 1986	T-1 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Суккозеро (ПС-32)	110	20	T-1 – 1986, T-2 – 1995	T-1 – 32, T-2 – 23
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Пенинга (ПС-33)	110	10	T-1 – 1986	T-1 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34)	110	20	T-1 – 2004, T-2 – 2003, T-3 – 2002	T-1 – 14, T-2 – 15, T-3 – 16
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Найстенъярви (ПС-35)	110	12,6	T-1 – 2004, T-2 – 1977	T-1 – 14, T-2 – 41

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Пудож (ПС-36)	110	32	T-1 – 1993, T-2 – 1982	T-1 – 25, T-2 – 36
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Пяльма (ПС-37)	110	5,7	T-1 – 1983, T-2 – 1986	T-1 – 35, T-2 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Чёлмужи (ПС-38)	110	6,3	T-1 – 1981	T-1 – 37
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39)	110	32	T-1 – 1990, T-2 – 1998	T-1 – 28, T-2 – 20
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Коткозеро (ПС-40)	110	11	T-1 – 1979, T-2 – 1979	T-1 – 39, T-2 – 39
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Олонец (ПС-41)	110	32	T-1 – 1985, T-2 – 1986	T-1 – 33, T-2 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Чупа (ПС-45)	110	26	T-1 – 1982, T-2 – 1996	T-1 – 36, T-2 – 22
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Боровое (ПС-53)	110	12,6	T-1 – 1981, T-2 – 2010	T-1 – 37, T-2 – 8
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Кепа (ПС-54)	110	2,5	T-1 – 2001	T-1 – 17
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Калевала (ПС-55)	110	12,6	T-1 – 1984, T-2 – 1983	T-1 – 34, T-2 – 35
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Пяозеро (ПС-56)	110	8,8	T-1 – 2006, T-2 – 2004	T-1 – 12, T-2 – 14
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Сосновый (ПС-57)	110	2,5	T-1 – 2006	T-1 – 12
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Кестеньга (ПС-58)	110	5	T-1 – 1995, T-2 – 2007	T-1 – 23, T-2 – 11
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Софнорог (ПС-59)	110	2,5	T-1 – н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Берёзовка (ПС-63)	110	16,3	T-1 – 1975, T-2 – 1995	T-1 – 43, T-2 – 23
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64)	110	20	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66)	110	32	T-1 – 1985г, T-2 – 1978	T-1 – 33, T-2 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67)	110	50	T-1 – 1986, T-2 – 1988	T-1 – 32, T-2 – 30

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Станкозавод (ПС-69)	110	50	T-1 – 1989, T-2 – 1989	T-1 – 29, T-2 – 29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70)	110	41	T-1 – 2007, T-2 – 1982	T-1 – 11, T-2 – 36
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Сулажгора (ПС-72)	110	26	T-1 – 1985, T-2 – 2004	T-1 – 33, T-2 – 14
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Каршево (ПС-75)	110	8,8	T-1 – 1990, T-2 – 1989	T-1 – 28, T-2 – 29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Авдеево (ПС-76)	110	12,6	T-1 – 1986, T-2 – 1986	T-1 – 32, T-2 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Повенец (ПС-77)	110	10,3	T-1 – 1997, T-2 – 1982	T-1 – 21, T-2 – 36
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Великая Губа (ПС-78)	110	20	T-1 – 1987, T-2 – 1988	T-1 – 31, T-2 – 30
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Авангард (ПС-79)	110	32	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Логмозеро (ПС-83)	110	75	T-1 – 2012, T-2 – 2012, T-3 – 2012	T-1 – 6, T-2 – 6, T-3 – 6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Карьерная (ПС-93)	110	12,6	T-1 – 1981, T-2 – 1981	T-1 – 37, T-2 – 37
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94)	110	16,3	T-1 – 2003, T-2 – 1984	T-1 – 15, T-2 – 34
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 110 кВ Хаапалампи (ПС-95)	110	5	T-1 – 1983, T-2 – 1983	T-1 – 35, T-2 – 35
Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»		110	1 274,1	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ горноперерабатывающего предприятия (далее – ГПП) – 1	110	50	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-2	110	32	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-3	110	20	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-4	110	12,6	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-5	110	160	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-6	110	160	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-7	110	32	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-8	110	12,6	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-9	110	12,6	–	–

1	2	3	4	5	6
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ТРИ-10	110	50	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-12	110	20	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-13	110	32	–	–
АО «Карельский окатыш»	ПС 110 кВ ГПП-14	110	20	–	–
Итого АО «Карельский окатыш»		110	613,8	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Полярный Круг (ПС-43)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Котозеро (ПС-44)	110	31	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Кереть (ПС-46)	110	20	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Энгозеро (ПС-48)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Кузема (ПС-49)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Кемь-тяговая (ПС-50)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Беломорск- тяговая (ПС-51)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Сумпосад (ПС-84)	110	50	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Нюхча (ПС-85)	110	50	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Идель (ПС-61)	110	50	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Ладва-тяговая (ПС-82)	110	80	–	–
ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Петрозаводск- тяговая (ПС-11)	110	80	–	–
Итого ОАО «РЖД»		110	841	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Петрозаводская ТЭЦ (ТЭЦ-13)	110	330	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	110	94,5	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	110	63	–	–

1	2	3	4	5	6
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	110	40	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	110	63	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	110	31,5	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	110	31,5	–	–
Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»	Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	110	32	–	–
Итого Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»		110	685,5	–	–
АО «Сегежский ЦБК»	ПС 110 кВ Сегежский ЦБК (ПС-4)	110	126	–	–
АО «ПСК»	ПС 110 кВ Онего (ПС-71)	110	80	–	–
АО «ПКС»	ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68)	110	126	–	–
ОАО «НАЗ»	ПС 110 кВ НАЗ (ПС-3)	110	255,5	–	–
ООО «Евросибэнерго – те- пловая энергия»	Ондская ГЭС (ГЭС-4)	110	126	–	–
Итого 110 кВ		110	4 116,6	–	–
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Сортавала-новая (ПС-1С)	35	50	T-1 – 2010, T-2 – 2008	T-1 – 8, T-2 – 10
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Куокканиemi (ПС-2С)	35	1,8	T-1 – 1978	T-1 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Туокслахти (ПС-3С)	35	5	T-1 – 1989, T-2 – 1989	T-1 – 29, T-2 – 29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Леванпельто (ПС-4С)	35	8	T-1 – 2006, T-2 – 1987	T-1 – 12, T-2 – 31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Рускеала (ПС-5С)	35	8	T-1 – 1976, T-2 – 1977	T-1 – 42, T-2 – 41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Леппясилта (ПС-6С)	35	1,6	T-1 – 1984	T-1 – 34
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Искра (ПС-7С)	35	5	T-1 – 1990, T-2 – 1990	T-1 – 28, T-2 – 28
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Элисенваара (ПС-8С)	35	5	T-1 – 1978, T-2 – 1982	T-1 – 40, T-2 – 36
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Импиллахти (ПС-9С)	35	5	T-1 – 2003, T-2 – 1989	T-1 – 15, T-2 – 29

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Тоунан (ПС-10С)	35	5	T-1 – 1983, T-2 – 1982	T-1 – 36, T-2 – 35
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Липпола (ПС-11С)	35	5	T-1 – 1991, T-2 – 1991	T-1 – 27, T-2 – 27
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Октябрь (ПС-12С)	35	1	T-1 – 2003	T-1 – 15
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Пийтсийеки (ПС-13С)	35	6,3	T-1 – 2008	T-1 – 10
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Труд (ПС-15С)	35	2,5	T-1 – 1984	T-1 – 34
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Салми (ПС-17С)	35	5	T-1 – 1992, T-2 – 1992	T-1 – 26, T-2 – 26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Хаутаваара (ПС-18С)	35	0,63	T-1 – 1970	T-1 – 48
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Вешкелица (ПС-19С)	35	5	T-1 – 1995, T-2 – 1969	T-1 – 23, T-2 – 49
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Поросозеро (ПС-20С)	35	3,2	T-1 – 1971	T-1 – 47
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Хелюля (ПС-21С)	35	8	T-1 – 1993, T-2 – 1981	T-1 – 25, T-2 – 37
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кааламо (ПС-22С)	35	5	T-1 – 1974, T-2 – 1989	T-1 – 44, T-2 – 29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кааламо (ПС-23С)	35	5	T-1 – 1977, T-2 – 2010	T-1 – 41, T-2 – 8
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Ууксу (ПС-33С)	35	2	T-1 – 2011, T-2 – 2011	T-1 – 7, T-2 – 7
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Ладожская (ПС-36С)	35	2,5	T-1 – 1974	T-1 – 44
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Игнойла (ПС-37С)	35	1	T-2 – 1984	T-2 – 34
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Хямекоски (ПС-38С)	35	7,4	T-1 – н. д., T-2 – 1948, T-3 – 2000	T-1 – н. д., T-2 – 70, T-3 – 18
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Харлу (ПС-39С)	35	1	T-1 – 2012, T-2 – 1999	T-1 – 6, T-2 – 19
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Леппясюрья (ПС-40С)	35	4,1	T-1 – 1975, T-2 – 1998	T-1 – 43, T-2 – 20

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Тумба (ПС-41С)	35	1	Т-1 – 1976	Т-1 – 42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Мотка (ПС-42С)	35	2,5	Т-1 – 1976	Т-1 – 42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Лендеры (ПС-43С)	35	1,6	Т-1 – 1976	Т-1 – 42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Ряймяля (ПС– 44С)	35	5	Т-1 – 1990, Т-2 – 1990	Т-1 – 28, Т-2 – 28
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Тохма (ПС-45С)	35	8	Т-1 – 1977, Т-2 – 1977	Т-1 – 41, Т-2 – 41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Приладожская (ПС-46С)	35	12,6	Т-1 – 1992, Т-2 – 1992	Т-1 – 26, Т-2 – 26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Ихала (ПС-48С)	35	5	Т-1 – 1987, Т-2 – 1987	Т-1 – 31, Т-2 – 31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ БЛДК (ПС-16К)	35	12,6	Т-1 – 1978, Т-2 – 1978	Т-1 – 40, Т-2 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Тэдино (ПС-22К)	35	2,5	Т-2 – 1977	Т-2 – 41
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Плотина (ПС-23К)	35	5	Т-1 – н. д., Т-2 – н. д.	Т-1 – н. д., Т-2 – н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Амбарный (ПС-24К)	35	2,5	Т-1 – 2002	Т-1 – 16
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ УМ-220/7 (ПС-25К)	35	10,3	Т-1 – 1986, Т-2 – 2006	Т-1 – 32, Т-2 – 12
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Сегежская птицефабрика (ПС-26К)	35	12,6	Т-1 – 1987, Т-2 – 1987	Т-1 – 31, Т-2 – 31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Малиновая Варакка (ПС-27К)	35	8	Т-1 – н. д., Т-2 – н. д.	Т-1 – н. д., Т-2 – н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Баб-Губа (ПС-28К)	35	3,4	Т-1 – 1994, Т-2 – 1983	Т-1 – 24, Т-2 – 35
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Рабочий Остров (ПС-29К)	35	8	Т-1 – 1979, Т-2 – 1980	Т-1 – 39, Т-2 – 38
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Попов Порог (ПС-30К)	35	1	Т-1 – 1988	Т-1 – 30

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Табойпорог (ПС-31К)	35	0,25	Т-1 – 1978	Т-1 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Муезерка (ПС-32К)	35	5	Т-1 – 1972, Т-2 – 1972	Т-1 – 46, Т-2 – 46
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Волома (ПС-34К)	35	2,5	Т-1 – 1973	Т-1 – 45
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Электростанция (ПС-35К)	35	32	Т-1 – н. д., Т-2 – н. д.	Т-1 – н. д., Т-2 – н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Белый Порог (ПС-36К)	35	4	Т-1 – 1972	Т-1 – 46
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Спасская Губа (ПС-1П)	35	5	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кончезеро (ПС- 2П)	35	8,8	Т-1 – 2010, Т-2 – н. д.	Т-1 – 8, Т-2 – н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П)	35	13,1	Т-1 – 2000, Т-2 – 1965	Т-1 – 18, Т-2 – 53
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Маньга (ПС-5П)	35	1	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Матросы (ПС-6П)	35	3,2	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Крошнозеро (ПС-8П)	35	2	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Новая Вилга (ПС-9П)	35	8	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Половина (ПС-10П)	35	5	Т-1 – 2002, Т-2 – 2005	Т-1 – 16, Т-2 – 13
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Ильинский (ПС-12П)	35	8	Т-1 – 1986, Т-2 – 1986	Т-1 – 32, Т-2 – 32
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Видлица (ПС-13П)	35	8	Т-1 – 2002, Т-2 – 2001	Т-1 – 16, Т-2 – 17
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Тукса (ПС-14П)	35	5	Т-1 – 1984, Т-2 – 1984	Т-1 – 34, Т-2 – 34
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Михайловское (ПС-15П)	35	3,2	Т-1 – 1985, Т-2 – 1985	Т-1 – 33, Т-2 – 33
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Юростров (ПС-16П)	35	1	н. д.	н. д.

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Святозеро (ПС-17П)	35	8	T-1 – 2005, T-2 – 2005	T-1 – 13, T-2 – 13
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П)	35	12,6	T-1 – 1976, T-2 – 1976	T-1 – 42, T-2 – 42
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Шёлтозеро (ПС-21П)	35	5	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Педасельга (ПС-22П)	35	8	T-1 – 1997, T-2 – 2010	T-1 – 21, T-2 – 8
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Толвуйа (ПС-23П)	35	5	T-1 – 2006, T-2 – 2006	T-1 – 12, T-2 – 12
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Шокша (ПС-24П)	35	8	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Рыбрека (ПС-25П)	35	4	T-1 – 2005	T-1 – 13
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П)	35	12,6	T-1 – 1988, T-2 – 1987	T-1 – 30, T-2 – 31
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кяппесельга (ПС-27П)	35	2,5	T-1 – 2008	T-1 – 10
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Сергиево (ПС-28П)	35	1	T-1 – 1984	T-1 – 34
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Шуньга (ПС-29П)	35	5	T-1 – 1992, T-2 – 1992	T-1 – 26, T-2 – 26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Киково (ПС-30П)	35	1	T-1 – 1981	T-1 – 37
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кривцы (ПС-31П)	35	1	T-1 – 2002	T-1 – 16
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кубово (ПС-32П)	35	2,5	T-1 – 1998	T-1 – 20
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Большой Массив (ПС-33П)	35	6,5	T-1 – 2004, T-2 – 2011	T-1 – 14, T-2 – 7
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Рагнукса (ПС– 34П)	35	1	T-1 – 1975	T-1 – 43
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Шала (ПС-35П)	35	7,2	T-1 – 1972, T-2 – 1994	T-1 – 46, T-2 – 24
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Поршта (ПС-36П)	35	1	T-1 – 1968	T-1 – 50

1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Водла (ПС-37П)	35	1	Т-1 – 2004	Т-1 – 14
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Лососинное (ПС-38П)	35	2,5	н. д.	н. д.
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Пергуба (ПС-40П)	35	1,8	Т-1 – 2005	Т-1 – 13
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-41П)	35	5	Т-1 – 1989, Т-2 – 1990	Т-1 – 29, Т-2 – 28
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Эсойла (ПС-42П)	35	10,3	Т-1 – 2014, Т-2 – н. д.	Т-1 – 4
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Жарниково (ПС-44П)	35	12,6	Т-1 – 2012, Т-2 – 2012	Т-1 – 6, Т-2 – 6
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Великая Нива (ПС-45П)	35	2,5	Т-1 – 1993	Т-1 – 25
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ ЮПЗ (ПС-46П)	35	12,6	Т-1 – 1973, Т-2 – 1974	Т-1 – 45, Т-2 – 44
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Петрозаводская птицефабрика (ПС-48П)	35	12,6	Т-1 -1990, Т-2 – 1990	Т-1 -28, Т-2 – 28
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Уя (ПС-49П)	35	1,6	Т-1 – 1978	Т-1 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Куйтежа (ПС-50П)	35	2,6	Т-1 – 1981, Т-2 – 1978	Т-1 – 37, Т-2 – 40
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС-52П)	35	8	Т-1 – 1981, Т-2 – 1981	Т-1 – 37, Т-2 – 37
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Паданы (ПС-55П)	35	2,6	Т-1 – 1985, Т-2 – 1992	Т-1 – 33, Т-2 – 26
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Чёбино (ПС-56П)	35	3,2	Т-1 – 1991, Т-2 – 1991	Т-1 – 27, Т-2 – 27
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Тепличный (ПС-57П)	35	8	Т-1 – 1966, Т-2 – 198	Т-1 – 52, Т-2 – 30
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Подпорожье (ПС-58П)	35	2,5	Т-1 – 1989	Т-1 – 29
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»	ПС 35 кВ Кашино (ПС-59П)	35	3,2	Т-1 – 1988, Т-2 – 1988	Т-1 – 30, Т-2 – 30
Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»		35	560,6	-	-

1	2	3	4	5	6
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Сортавала (ПС-1)	35	20	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Охта групп (ПС-19 ОТЗ)	35	40	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Пиндуши (ПС-43П)	35	16,3	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Шалговаара (ПС-54П)	35	0,63	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Федотова (ТП-31)	35	0,1	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Немино (ТП-901)	35	0,1	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Ахвенламби (ТП-911)	35	0,1	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Сяргозеро (ТП-912)	35	0,1	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Сеесъярви (ТП-913)	35	0,56	–	–
АО «ПСК»	ПС 35 кВ Евгора (ТП-922)	35	0,1	–	–
Итого АО «ПСК»		77,99	-	–	–
АО «ПКС»	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П)	35	12,6	–	–
ПАО «ФСК ЕЭС» Карель- ское ПМЭС	ПС 35 кВ Валаам	35	12,6	–	–
Итого 35 кВ		35	662,96	–	–

Для объектов ПАО «ФСК ЕЭС» приведены сроки изготовления трансформаторов.