ПОСТАНОВЛЕНИЕ

ГУБЕРНАТОРА ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

От 29.04.2022 № 89

г. Вологда

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2023-2027 годы

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Вологодской области на 2023 – 2027 годы (далее - Программа) согласно приложению.

2. Рекомендовать распределительным сетевым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории области, разрабатывать инвестиционные программы на основе Программы.

3. Настоящее постановление вступает в силу со дня его подписания.

По поручению Губернатора области
заместитель Губернатора области **Е.А. Богомазов**

144961.docaei

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением
Губернатора области
от 29.04.2022 № 89

Схема и программа развития электроэнергетики Вологодской области на 2023-2027 годы

Анализ существующего состояния. Характеристика электроснабжения и теплоснабжения региона за отчетные 2017-2021 годы

Основные положения

1. Основание для разработки Программы:

постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

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

Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;

постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

необходимость обеспечения компаний топливно-энергетического комплекса актуальной информацией для формирования инвестиционных программ.

2. Цели разработки Программы:

анализ состояния электросетевой инфраструктуры за отчётный период 2017-2021 годов;

оценка надежности и безопасности функционирования энергосистемы за отчётный пятилетний период,

оценка возможности обеспечения растущего спроса на электроэнергию хозяйственного комплекса Вологодской области;

анализ «районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы» в энергосистеме Вологодской области;

информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

3. Задачи:

определение приоритетных направлений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и размещению объектов сетевой инфраструктуры;

обеспечение экономической эффективности решений, предлагаемых при реализации мероприятий в рамках перспективного развития электроэнергетики Вологодской области;

обеспечение применения новых технологических решений при реализации мероприятий перспективного развития электроэнергетики;

разработка рекомендаций по снижению физического износа электрических сетей в разрезе собственников электроэнергетического оборудования.

В работе использованы и учтены отчетные данные за 2017-2021 годы; расчетный срок – 2027 год.

РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Вологодская область расположена на севере Европейской части России в поясе умеренно-континентального климата в 500 км от Москвы. По площади является одной из крупных областей Российской Федерации и составляет почти 1% ее территории (144,5 тыс. кв. км); наибольшая протяженность с севера на юг — 385 км, с запада на восток — 650 км.

Область граничит на севере с Архангельской, на востоке — с Кировской, на юге — с Костромской и Ярославской, на юго-западе — с Тверской и Новгородской, на западе — с Ленинградской областями, на северо-западе с Республикой Карелия.



Рисунок 1. Карта Вологодской области

В соответствии со СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» (актуализированная редакция СНиП 23-01-99*) основные климатические характеристики Вологодской области:

средняя температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (расчетная для проектирования отопления) - минус 31 ÷ минус 35 град.С;

средняя температура за отопительный период - минус 3,4 ÷ минус 4,7 град.С;

продолжительность отопительного периода - 228 - 232 суток.

Годовое число часов использования максимума отопительной нагрузки - 1 790 ÷ 1 931 ч.

На карте Вологодской области на 31.12.2021 года - 207 муниципальных образований, из них: 26 муниципальных районов, 2 городских округа (г. Вологда, г. Череповец), 21 городское и 158 сельских поселений. Вологда, Череповец, Великий Устюг и Сокол - города областного значения. Административным центром является г. Вологда.

В соответствии с законом области от 03.05.2017 № 4136-ОЗ «О преобразовании некоторых муниципальных образований Междуреченского муниципального района, о

внесении изменений в закон области «Об установлении границ Междуреченского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав» и изменения в приложение к закону области «О некоторых вопросах организации и деятельности органов местного самоуправления на территории Вологодской области»: сельские поселения Сухонское и Шейбухтовское, входящие в состав Междуреченского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Сухонское с административным центром в селе Шуйском.

В соответствии с Законом Вологодской области от 03.05.2017 № 4131-ОЗ «О преобразовании некоторых муниципальных образований Сокольского муниципального района и о внесении изменений в закон области «Об установлении границ Сокольского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав» сельские поселения Архангельское и Нестеровское, входящие в состав Сокольского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Архангельское с административным центром в селе Архангельское.

В соответствии с Законом Вологодской области от 29.05.2017 № 4148-ОЗ «О преобразовании некоторых муниципальных образований Вологодского муниципального района и о внесении изменений в закон области «Об установлении границ Вологодского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав»

- сельские поселения Марковское и Подлесное, входящие в состав Вологодского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Подлесное с административным центром в поселке Огарково;
- сельские поселения Лесковское и Сосновское, входящие в состав Вологодского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Сосновское с административным центром в поселке Сосновка.

В соответствии с Законом Вологодской области от 29.05.2017 № 4147-ОЗ «О преобразовании некоторых муниципальных образований Великоустюгского муниципального района и о внесении изменений в закон области «Об установлении границ Великоустюгского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав»

- сельские поселения Парфеновское, Покровское и Шемогодское, входящие в состав Великоустюгского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Заречное с административным центром в деревне Аристово;
- сельские поселения Марденгское и Нижнеерогодское, входящие в состав Великоустюгского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Марденгское с административным центром в деревне Благовещенье;
- сельские поселения Верхнешарденгское и Усть-Алексеевское, входящие в состав Великоустюгского муниципального района, преобразованы путем объединения в сельское поселение Усть-Алексеевское с административным центром в селе Усть-Алексеево.

В соответствии с Законом Вологодской области от 07.06.2018 № 4354-ОЗ

«О преобразовании некоторых муниципальных образований Никольского муниципального района и о внесении изменений в закон области «Об установлении границ Никольского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав» сельские поселения Пермасское и Краснополянское преобразованы путем объединения в сельское поселение Краснополянское с административным центром в городе Никольске.

В соответствии с Законом Вологодской области от 08.04.2019 № 4525-ОЗ «О преобразовании некоторых муниципальных образований Шекснинского муниципального района» сельские поселения Никольское и Юроченское Шекснинского муниципального района преобразованы путем объединения в сельское поселение Никольское.

В соответствии с Законом Вологодской области от 11.06.2019 № 4547-ОЗ «О преобразовании муниципального образования Шекснинского муниципального района и о внесении изменений в закон области «Об установлении границ Шекснинского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав» городское поселение Чебсарское, входящее в состав Шекснинского муниципального района, преобразовано путем изменения статуса в связи с наделением его статусом сельского поселения.

На карте Вологодской области на 01.01.2022 года - 206 муниципальных образований, из них: 26 муниципальных районов, 2 городских округа (г. Вологда, г. Череповец), 21 городское и 157 сельских поселений.

В соответствии с Законом Вологодской области от 07.12.2021 № 5020-ОЗ «О преобразовании некоторых муниципальных образований Великоустюгского муниципального района Вологодской области и о внесении изменений в закон области «Об установлении границ Великоустюгского муниципального района, границах и статусе муниципальных образований, входящих в его состав» сельские поселения Заречное и Сусоловское Великоустюгского муниципального района Вологодской области преобразованы в сельское поселение Заречное Великоустюгского муниципального района Вологодской области с административным центром в деревне Аристово. Закон Вологодской области от 07.12.2021 № 5020-ОЗ вступил в силу с 01.01.2022.

С 01.06.2022 года 20 муниципальных районов и поселения, входящие в их состав, преобразованы в муниципальные округа (Бабаевский, Бабушкинский, Белозерский, Великоустюгский, Верховажский, Вожегодский, Вологодский, Грязовецкий, Кадуйский, Кичменгско-Городецкий, Междуреченский, Нюксенский, Сокольский, Сямженский, Тарногский, Тотемский, Усть-Кубинский, Устюженский, Харовский, Чагодощенский муниципальные районы) законами области о преобразовании всех поселений, входящих в состав муниципального района, путем их объединения, наделении вновь образованного муниципального образования статусом муниципального округа и установлении границ муниципального округа.

Карта-схема административно-территориального деления Вологодской области представлена на рисунке 2.



Рисунок 2. Карта-схема административно-территориального деления Вологодской области

Общая численность населения Вологодской области на 31 декабря 2021 года составила 1 139,499 тыс. чел., в том числе: городского населения – 830,394 тыс. чел.; сельского населения - 309,105 тыс. чел.

Таким образом, на 31 декабря 2021 года удельный вес городского населения составил 72,9%, а плотность населения Вологодской области - 7,88 чел./км².

Динамика численности населения по данным федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по формированию официальной статистической информации о социальных, экономических, демографических, экологических и других общественных процессах в Российской Федерации (далее - Росстат, Вологдастат) за период 2017-31.12.2021 годы представлена на рисунке 3.



Рисунок 3. Изменение численности постоянного населения Вологодской области за 2017-2021 годы

В целом по Вологодской области за период 2017-2021 года наблюдается тенденция к снижению численности постоянного населения. За рассматриваемый период, произошло снижение постоянного населения на 3,75%. На 31 декабря 2021 года численность проживающего населения Вологодской области составила 1139,5 тыс.чел., относительно показателей 2021 года, численность снизилась на 1,013%.

Перечень наиболее крупных населенных пунктов Вологодской области представлен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень наиболее крупных населенных пунктов Вологодской области на 31.12.2021

Наименование населенного пункта	Численность населения, тыс. чел.	Наименование населенного пункта	Численность населения, тыс. чел.
г. Вологда	315,494	г. Грязовец	14,797
г. Череповец	312,091	г. Бабаево	11,416
г. Сокол	36,067	г. Вытегра	10,116
г. Великий Устюг	31,078	пгт. Шексна	18,488
пгт. Кадуй	11,023		

Валовой региональный продукт (далее — ВРП) Вологодской области за 2020 год составил 636,3 млрд. рублей, рост в сопоставимых ценах к 2019 году на 0,98 %.

Экономика региона имеет индустриальный характер. В структуре ВРП промышленность занимает более 40%. Доминирующие виды промышленного производства: металлургическое, химическое, машиностроение, лесопромышленный комплекс, производство пищевых продуктов, обеспечение электроэнергией и газом.

Промышленное производство – важнейший сектор экономики Вологодской области.

Ведущими видами деятельности промышленного производства являются: металлургическое производство, производство химических веществ и химических продуктов, обработка древесины и производстве изделий из дерева и пробки, кроме мебели, производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования, производство пищевых продуктов, производство машин и оборудования, обеспечение электрической энергией, газом и паром.

Индекс промышленного производства включает в себя следующие виды деятельности: "Добыча полезных ископаемых", "Обрабатывающие производства", "Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха", "Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений".

Индекс промышленного производства за 2021 год к 2020 году составил 100,2%. Отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами по видам деятельности: добыча полезных ископаемых – на 667 млн рублей, обрабатывающие производства - на 1247 млрд рублей, обеспечение электрической энергией, газом и паром - на 38 млрд рублей и водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений - на 10,5 млрд рублей.

Среди обрабатывающих производств рост наблюдался в производстве: - текстильных изделий – на 35,7%; - готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования – на 28,2%; - напитков – на 22,6%; - резиновых и пластмассовых изделий – на 18,7%; - мебели - на 18,5%; - одежды - на 13,1%; - бумаги и бумажных изделий - на 9,7%; - прочей неметаллической минеральной продукции - на 7,9%; - обработке древесины и производстве изделий из дерева, кроме мебели – на 5,1%; - химических веществ и химических продуктов – на 1,6%.

Снижение объёмов отмечено в производстве автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов - на 27,1%; в производстве машин и оборудования, не включённых в другие группировки – на 17,3%; в полиграфическом производстве – на 15,3%; электрического оборудования на 14,5%; в производстве пищевых продуктов - на 3,4%; в металлургическом производстве - на 0,6%.

Жилищное строительство. За 2021 год в Вологодской области сданы в эксплуатацию 7874 новые квартиры общей площадью 639,1 тыс. кв. метров. Индивидуальными застройщиками построено 364,3 тыс. кв. метров общей площади жилых помещений (по данным Управления Росреестра по Вологодской области), или 57% от общего объема жилья, введенного за 2021 год.

За 2021 год в Вологодской области в результате нового строительства и реконструкции сдано в эксплуатацию 206 объектов нежилого назначения.

Введены в действие мощности по производству 7,9 тыс. куб. м пиломатериалов, 1 тыс. тонн в сутки хлебобулочных изделий, силосные и сенажные сооружения мощностью 42,3 тыс. куб. м, склад для хранения минеральных удобрений и хранилище для картофеля на 36 тыс. тонн и 1 тыс. тонн единовременного хранения, цехи комбикормовые и кормоцехи для животноводства производительностью 35 и 60 тонн в сутки соответственно, комбинаты тепличные площадью 8,2 га, теплицы с покрытием из полимерных материалов (поликарбонат) и другие объекты. Построено линий электропередачи напряжением до 35 кВ - 4,9 км, 35 кВ и выше - 7,9 км, 76,4 км газопроводов магистральных, компрессорная станция на магистральных газопроводах, 0,8 км новых железнодорожных линий.

Приняты в эксплуатацию торгово -выставочные комплексы и торгово - развлекательный центр общей площадью 1400 кв. м и 1419 кв. м соответственно, торговые предприятия торговой площадью 3,5 тыс. кв. метров, общетоварные склады общей площадью 7,3 тыс. кв. метров, предприятия общественного питания на 220 посадочных мест, торгово -выставочные комплексы и торгово-развлекательный центр общей площадью 1400 кв. м и 1101 кв. м соответственно.

Из объектов социальной инфраструктуры введены в действие дошкольные образовательные организации в г. Вологде на 740 мест, медицинский центр на 20 посетителей общей площадью 1101 кв. м в г. Череповце, футбольное поле при физкультурно -оздоровительном комплексе площадью 3679,3 кв. м в Грязовецком муниципальном районе, физкультурно - оздоровительные комплексы в Череповецком муниципальном районе и городе Вологде, спортивный зал в Никольском муниципальном районе площадью 544 кв. метра. Построена детская школа искусств общей площадью 2,8 тыс. кв. м на 300 мест в Бабаевском муниципальном районе, туристская база на 8 мест и дом

отдыха на 218 мест в Кадуйском муниципальном районе, культовые сооружения в Бабаевском, Кадуйском и Череповецком муниципальных районах.

В сельском хозяйстве введены в действие помещения для крупного рогатого скота и овец на 5,1 тыс. мест и 100 мест соответственно. Построено 3,4 км автомобильных дорог с твердым покрытием общего пользования. Введены объекты вспомогательной и дополнительной транспортной инфраструктуры: 3 антенно -мачтовых сооружения для сотовой связи, 10 капитальных гаражей, 2 станции технического обслуживания легковых автомобилей, 2 автозаправочные станции, автомобильная газозаправочная станция сжиженного нефтяного газа, автомойка. Из объектов коммунальной инфраструктуры построены газовые и водопроводные сети протяженностью 4,2 и 2,2 км соответственно.

Объем производства продукции **сельского хозяйства** всех категорий сельхозпроизводителей (сельхозорганизации, крестьянские (фермерские) хозяйства, индивидуальные предприниматели, хозяйства населения) в 2021 году в действующих ценах, по предварительным данным, составил 38,1 млрд рублей , или 98,7% в сопоставимой оценке к 2020 году.

Урожайность зерновых с 1 гектара убранной площади получена 13,1 центнера (77,1% к уровню 2020 года), картофеля – 178,6 центнера (135,1%), овощей – 262 центнера (93,3%).

В сельскохозяйственных организациях в 2021 году на одну корову надоено в среднем по 8012 килограммов молока, что на 0,5% больше, чем в 2020 году; на одну куру-несушку получено в среднем по 320 штук яиц, на 1,9% больше.

На 1 января 2022 года в хозяйствах всех сельхозпроизводителей насчитывалось 164,1 тыс. голов крупного рогатого скота (98,7% к 1 января 2021 года), коров – 75,4 тыс. голов (98,3%), свиней – 50,4 тыс. голов (98,3%).

За пределы области сельхозорганизации вывезли 2,2 тыс. тонн мяса скота и птицы в живом весе и 106,5 тыс. тонн молока. Основными потребителями молока являлись Московская область и город Москва; мяса – Брянская область.

Транспорт. За 2021 год автомобильным транспортом организаций, не относящихся к субъектам малого предпринимательства, перевезено 13 млн. тонн грузов, что соответствует уровню 2020 года; грузооборот составил 1027,2 млн. тонно - километров и увеличился по сравнению с 2020 годом на 13,2%. Автобусами перевезено 88,9 млн пассажиров, что на 19,7% больше, чем в 2020 году. По данным МВД России за 2021 год зарегистрировано 1340 дорожно - транспортных происшествий, в которых пострадало 1895 человек, из них 109 - погибли, что на 1% меньше, чем в 2020 году.

Таким образом, можно утверждать, что сегодня роль Вологодской области в Российской Федерации определяется следующим образом:

- это один из наиболее развитых индустриальных регионов России, предприятия которого благодаря выгодному географическому положению активно торгуют высококачественной продукцией во всем мире, на всех континентах;

- это регион, который занимает прочную нишу по реализации задач продовольственной безопасности и импортозамещения, в котором развитый высокотехнологичный агропромышленный комплекс обеспечивает население в стране и за ее пределами экологически чистыми и натуральными продуктами питания;

- это центр притяжения туристов, которых привлекают тысячи объектов культурного, духовного, православного наследия, многочисленные музеи, природные ландшафты, туристские проекты международного и межрегионального значения;

- это регион с развитой социальной сферой, обеспечивающей условия для комфортной жизнедеятельности и реализации человеческого потенциала.

Вологодскую область характеризует выгодное геоэкономическое и геополитическое положение. Регион привлекателен для торговых партнеров и инвесторов в первую очередь как транспортный мультилогистический коридор, позволяющий развивать торговлю и обеспечивать мобильность контактов межрегионального и международного значения. Расположение на пересечении транспортных коммуникаций всех типов: федеральных автомобильных и железных дорог, воздушного коридора из Европы в Азию и Волго-Балтийского водного пути, путепроводов, а также в непосредственной близости от крупнейших российских мегаполисов Москвы и Санкт-Петербурга, зарубежных рынков Северной Европы - предопределило высокую емкость потенциального рынка сбыта производимой продукции, которая в радиусе 700 км от Вологды охватывает более 50 млн. человек - третью часть населения страны.

Область является транзитной для многих категорий грузов, поскольку располагается на маршрутах их доставки в морские порты Балтики, Белого и Баренцева морей на Северо-Западе России и потребителям Урала и Поволжья.

В пределах области проходит развитая железнодорожная сеть протяженностью 765 км. По территории проходят транспортные железнодорожные коридоры «Транссиб» и «Юг-Север». Вологодский железнодорожный узел является одним из крупнейших на Северо-Западе Российской Федерации. Развита сеть водного транспорта. Волго-Балтийский водный путь и Северо-Двинская шлюзованная система, связывающие Санкт-Петербург, Москву и города, расположенные вдоль рек: Волги, Камы, Дона, обеспечивают выход к Беломоро-Балтийскому каналу, в Белое, Каспийское, Черное и Средиземное моря.

В воздушном пространстве над территорией области с запада на восток проходит коридор международных трасс. Функционируют два авиапредприятия, открыт международный сектор аэропорта «Череповец».

По территории также пролегает сеть трубопроводного транспорта, в том числе экспортного назначения («Северный поток»).

Регион обладает значительным минерально-сырьевым потенциалом и большими запасами полезных ископаемых промышленного применения (песчано-гравийные материалы, флюсовое сырье для металлургии, торф, стекольные и строительные пески, кирпично-черепичные глины, сапропель, минеральные краски). Выявлено и в различной степени разведано свыше 700 месторождений более чем 25 видов минерального сырья. Также важное значение имеет наличие подземных вод хозяйственно-питьевого, лечебно-столового и бальнеологического назначения.

Важнейшее природное богатство области - ее лесные ресурсы. Лесные ресурсы занимают 81% территории области - 11,7 млн. га. Общий запас древесины - 1,6 млрд. куб. м, из них 51% - хвойные леса. Объем древесины, который может быть заготовлен без ущерба для запасов (расчетная лесосека), составляет 29,7 млн. куб. м. По размеру расчетной лесосеки в СЗФО область уступает только Республике Коми, превосходит Архангельскую область в 1,2 раза, Республику Карелия - в 2,6 раза.

Регион полностью обеспечен высококачественным собственным посевным и посадочным материалом. В 2018 году лесовосстановительные работы проведены на

площади 75,5 тыс. га (104% к 2017 году). В 2019 году лесовосстановление выполнено на площади 78,5 тыс. га, что больше объема 2018 года на 3,0 тыс. га (104%). Искусственное лесовосстановление в 2020 году проведено почти на 195 тыс. га, что на 17 тыс. га больше прошлогоднего результата 2019 года.

В области сосредоточены существенные охотничьи ресурсы, площадь охотничьих угодий составляет более 14 млн. га.

Научно-промышленный потенциал региона характеризуется совокупностью экономических ресурсов - производственных, научно-образовательных, высококвалифицированных трудовых, финансовых, способствующих обеспечению высоких темпов экономического роста, повышению инвестиционной привлекательности.

Регион обладает значительным образовательным потенциалом. Его уровень характеризует наличие развитой сети образовательных организаций высшего и среднего профессионального образования для подготовки квалифицированных кадров, включающей 5 вузов федерального подчинения, 3 филиала образовательных организаций высшего образования, 34 профессиональных образовательных организаций. Созданная современная образовательная инфраструктура способствует повышению качества практической подготовки специалистов для нужд реального сектора экономики. Функционируют 5 учебных центров профессиональной квалификации; 13 ресурсных центров на базе профессиональных образовательных организаций по приоритетным направлениям подготовки рабочих кадров и специалистов среднего звена, 12 учебно-производственных полигонов и 10 кафедр на базе коммерческих организаций.

Большое значение для социально-экономического развития имеет наличие в регионе двух развивающихся агломераций - Вологодской и Череповецкой, территория которых привлекательна для бизнеса и жителей за счет имеющегося значительного промышленного, инфраструктурного, научно-образовательного, кадрового потенциала, растущего уровня и качества жизни.

Вологодская область - регион с развитой многопрофильной социальной инфраструктурой, включающей сеть образовательных, культурно-досуговых учреждений, учреждений здравоохранения.

В регионе расположено более 3500 объектов культурного наследия. В Единый государственный реестр объектов культурного наследия включены 747 объектов, из них 217 имеют статус федерального значения, 530 относятся к категории объектов регионального значения. В области сохраняются 13 исторических городов России.

За пределами области широко известны историко-культурные и туристские бренды всероссийского значения: «Великий Устюг - родина Деда Мороза», «Вологда - Новогодняя столица Русского Севера», «Серебряное ожерелье России» и другие, а также исторически развитые бренды «Вологодское масло», «Вологодское кружево». В последние годы сформированы устойчивые и получившие широкую известность бренды «Вологодская область - душа Русского Севера», товарный знак и система добровольной сертификации «Настоящий Вологодский продукт».

Основной фактор, ограничивающий развитие региона, - сокращение численности населения, как вследствие естественных факторов, так и ввиду мирационного оттока.

Численность населения области на 1 января 2022 года составила 1138,69 тыс. человек (на 1 января 2021 года - 1151 тыс. человек).

За 2021 год: родилось 10,4 тыс. человек (96,9% к уровню 2020 года); умерло 21,1 тыс. человек (116,6% к уровню 2020 года); естественная убыль населения составила 10,6 тыс. человек (145,4%); миграционная убыль населения составила 791 человек (40,2% к уровню 2020 года).

РАЗДЕЛ II. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД

II–1. Анализ функционирования и характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Вологодской области (в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории области, а также блок-станциям промышленных предприятий)

Энергосистема Вологодской области входит в состав Объединенной энергосистемы Центра (ОЭС Центра).

Энергосистема Вологодской области характеризуется как дефицитная по электроэнергии и мощности. Примерно 14,6% потребности области в электроэнергии обеспечивается электростанциями ПАО «ОГК-2», ПАО «ТГК-2», Красавинская ГТ ТЭЦ ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго», около 42,4 % электроэнергии вырабатывается блок-станциями промышленных предприятий и гидроэлектростанциями ФБУ «Волго-Балтийское государственное бассейновое управление водных путей и судоходства». Остальная электроэнергия поступает с оптового рынка электроэнергии из-за пределов области.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области на 01.03.2022 составила 1410,99 МВт, в том числе 645,9 МВт - установленная мощность ТЭС общего пользования, 26,28 МВт - установленная мощность ГЭС и 738,81 МВт - установленная мощность блок-станций.

Электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Вологодской области управляет Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ, осуществляющий взаимодействие с субъектами электроэнергетики, исполнительными органами государственной власти Вологодской области, территориальными органами Ростехнадзора в субъекте РФ.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Вологодской области, относятся: ПАО «ОГК-2», ПАО «ТГК-2», ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго» (ГЭП «ВОКЭ»). Также выработку электроэнергии на территории Вологодской области осуществляют собственные генерирующие источники (блок-станции) компаний, для которых выработка электроэнергии не является основным видом деятельности. К таким компаниям относятся: ПАО «Северсталь», АО «Апатит» (Череповец), ФБУ «Администрация Волго-Балт», Нюксенское ЛПУ МГ филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта», Юбилейное ЛПУ МГ филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта». Кроме того, на территории области работает промышленная мини-ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующая в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Вологодское ПМЭС - предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью в Вологодской области.

Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»- региональная энергетическая компания, осуществляющая передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6(10)-35-110 кВ на всей территории

Вологодской области. В Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» входит в группу компаний ПАО «Россети». В компанию входят три производственных отделений:

- Вологодские электрические сети,
- Череповецкие электрические сети,
- Великоустюгские электрические сети,

АО «Вологодская областная энергетическая компания» - одна из крупнейших территориальных энергетических компаний, осуществляющая передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6 (10) кВ на территории вологодской области. Как единая электросетевая компания присутствует в 18 муниципальных образованиях Вологодской области (в основном центры муниципальных районов): г. Вологда, Вологодский, Череповецкий, Шекснинский, Кадуйский, Тотемский, Вожегодский, Вытегорский, Усть-Кубинский, Чагодощенский, Бабаевский, Белозерский, Харовский, Сокольский, Вашкинский, Грязовецкий, Сямженский и Междуреченский районы.

К сбытовым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Вологодской области, относятся:

- ООО «Северная сбытовая компания»;
- АО «Газпром энергосбыт»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «ЭлТА»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «КС Энергосбыт»;
- ООО «Регионы-Энерго»;
- ООО «МТС-Энерго»;
- ООО «МСК Энерго»;
- ООО «ЭнергоПрофит»;
- ООО «АЭМЗ-ЭНЕРГО»;
- АО «Атомэнергопромсбыт»;
- ООО «РГМЭК».

II–2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Вологодской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние пять лет

Анализ динамики и структуры потребления электроэнергии служит исходной базой формирования прогнозного спроса на электроэнергии, а в конечном счете - целям обоснования изменения нагрузок в регионе.

В полном потреблении электроэнергии областью имеются различия между данными АО «СО ЕЭС» и федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по формированию официальной статистической информации о социальных, экономических, демографических, экологических и других общественных процессах в Российской Федерации – Федеральной службы государственной статистики, Территориального органа Федеральной службы

государственной статистики по Вологодской области (далее – Росстат, Вологдастат соответственно). Они существуют во всех субъектах Российской Федерации.

Чаще данные Росстата превышают данные по электропотреблению Системного оператора и эти расхождения традиционно принято относить на децентрализованную зону производства и потребления, которая находится вне зоны ответственности (и учета) Системного оператора. Однако почти в половине регионов страны (в отдельные годы или постоянно) данные Системного оператора превышают данные Росстата. Причем это превышение нередко бывает весьма значительным, доходя до 5-10%.

Динамика потребления электроэнергии на территории Вологодской области за последние 5 лет по данным Системного оператора и Росстата представлена в таблице 2 и на рисунке 4.

Таблица 2. Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата и Системного оператора, млн. кВт·ч

	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Полное потребление по данным Росстата	14959	14806	14642	14705	н/д
Изменение полного потребления, %	-	99,0	98,9	100,4	-
Полное потребление по данным АО «СО ЕЭС»	13640	14011	13969	13908	14763
Изменение полного потребления, %	-	102,7	99,7	99,6	106,1
Разница между данными Росстата и АО «СО ЕЭС»	1319	795	673	797	-



Рисунок 4. Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата и Системного оператора

В 2017 году электропотребление энергосистемы Вологодской области было зафиксировано на уровне 13640 млн. кВт·ч. По данным СО в пределах Вологодской области с 2017 по 2019 гг. происходило постепенное увеличение потребления электроэнергии (в сумме на 329 млн. кВт·ч). В 2021 г. по отношению к 2019 г. потребление электроэнергии незначительно увеличилось на 794 млн. кВт·ч (на 5,7%) и составило 14763 млн кВт·ч.

По данным Росстата картина изменения электропотребления в последние годы была аналогичной: наблюдался постепенный спад в период 2016-2019 годов при последующем постепенным увеличении в 2020 г. Полное потребление электроэнергии в Вологодской области в 2020 г. составило 14705 млн. кВт·ч, увеличившись по сравнению с 2019 г. на 0,43% (Рисунок 4).

Динамика укрупненной структуры электропотребления в Вологодской области по данным Росстата приведена ниже (таблица 3 и рисунок 5).

Таблица 3. Динамика полного потребления электроэнергии в Вологодской области

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020
Полное потребление	15 046	14958	14806	14642	14705
Изменение полного потребления, %	-	99,4	99,0	98,9	100,4
в т. ч. потери в сетях	672	673	637	562	577
собств. нужды электростанций	569	581	581	570	564
Конечное потребление	14 374	14285	14169	14080	14128
Изменение конечного потребления, %	-	-99,4	-99,2	-99,4	-100,3
Доля потерь в сетях от отпуска эл. энергии в сеть, %	4,5	4,5	4,3	3,8	3,9

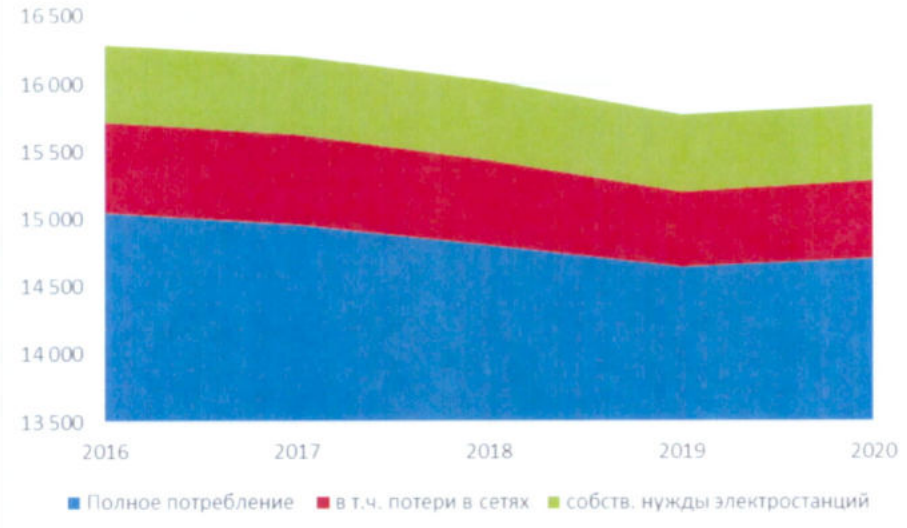


Рисунок 5. Динамика электропотребления на территории Вологодской области по данным Росстата

По данным электробаланса Росстата потребление электроэнергии на собственные нужды электростанций Вологодской области в последнее десятилетие

находилось в пределах 560-580 млн. кВт·ч, или 5,6-5,8 % от выработанной электроэнергии.

В период 2016 - 2020 годах доля электроэнергии на собственные нужды электростанций Вологодской области продолжает оставаться на уровне 6%.

Подробная структура потребления электроэнергии по сегментам экономики/ВЭД приведена ниже (таблица 4 и рисунок 6-7).

Таблица 4. Динамика потребления электроэнергии в Вологодской области в 2016-2020 гг., млн. кВт·ч

Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Полное потребление, всего, в том числе:	15046	14958	14806	14642	14705
Потери в сетях	672	673	637	562	577
Конечное потребление, в том числе:	14374	14285	14169	14080	14128
Городское и сельское население	1406	1423	1427	1281	1276
Промышленное производство (добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды)	9889	9986	9981	10071	10109
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство (производственные нужды)	274	296	285	296	292
Строительство	71	81	85	76	76
Транспорт и связь/транспортировка и хранение	1435	1370	1324	1286	1309
Прочие виды деятельности, включая сферу услуг	838	658	625	630	619
Оптовая и розничная торговля	461	470	442	440	447

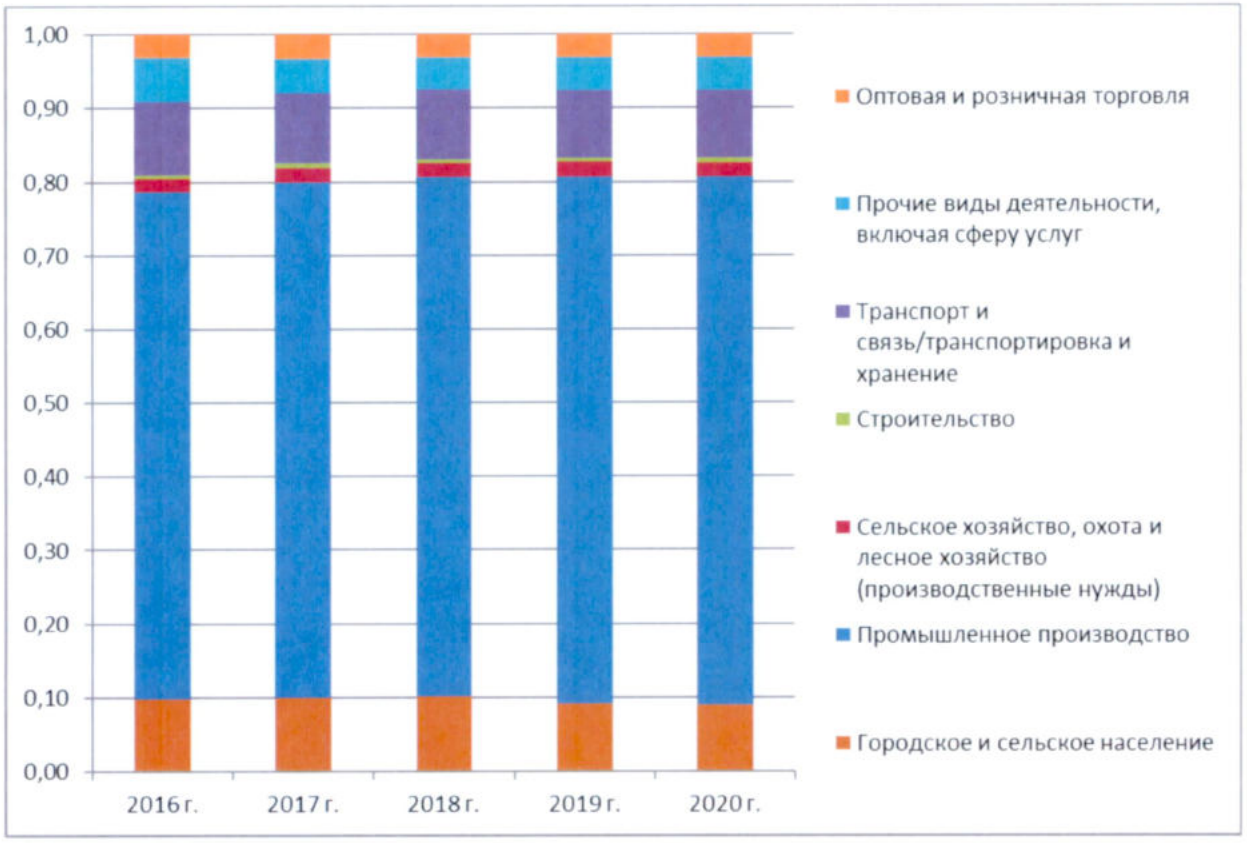


Рисунок 6. Динамика структуры потребления электроэнергии в Вологодской области в 2016-2020 гг.

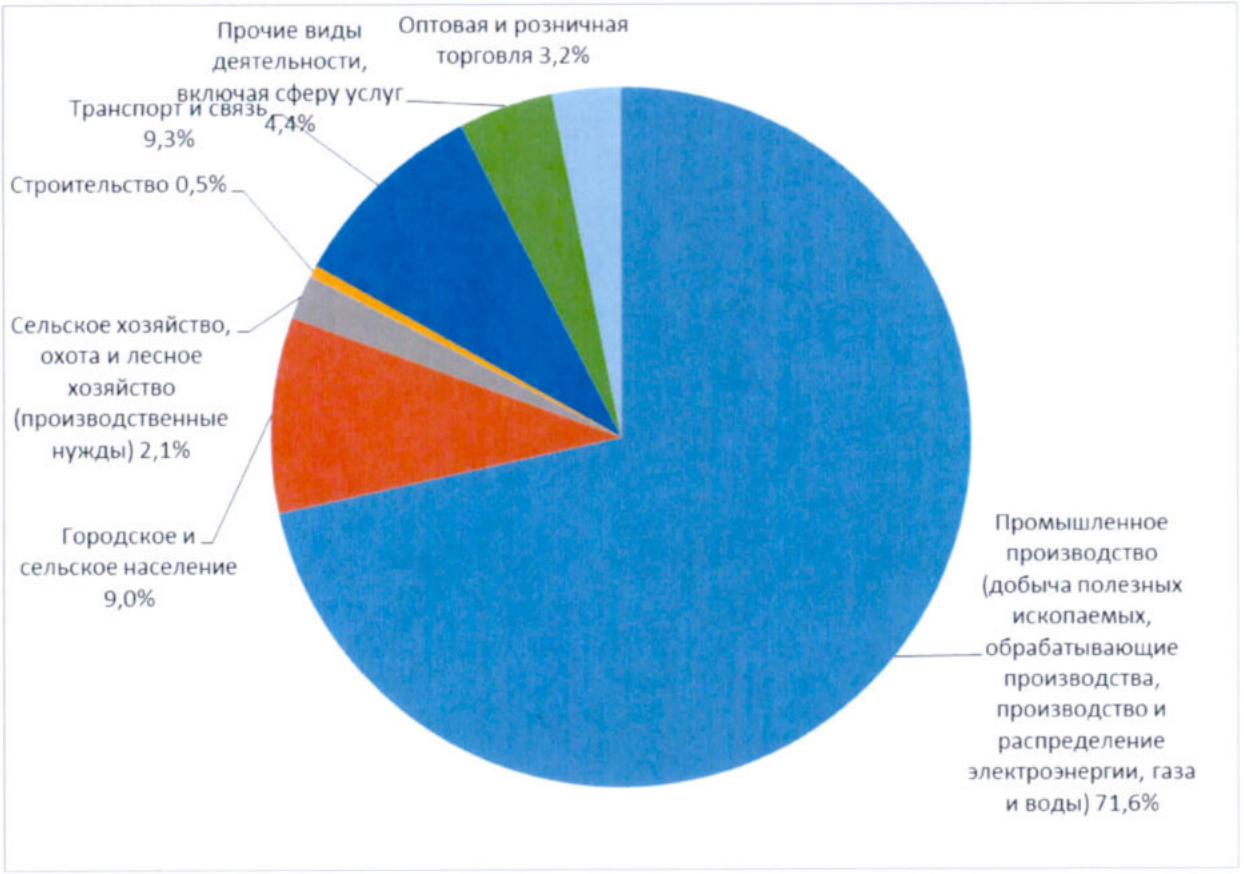


Рисунок 7. Структура конечного потребления электроэнергии в 2020 г. в Вологодской области

Основную долю в структуре электропотребления Вологодской области занимает промышленное производство (71,6 %), включающий в себя добычу полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды. Расход электроэнергии на работу транспорта и обеспечение связи занимает второе место в структуре электропотребления Вологодской области, доля транспорта составляет 9,3 %. Доля непроизводственной сферы (потребление электроэнергии городским и сельским населением) составляет 9%.

II–3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и мощности

На территории Вологодской области работает большое количество крупных предприятий.

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности приведен ниже в таблице 7.

Таблица 7. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности в Вологодской области

№ п/п	Наименование потребителя	Показатель	Годовой объем электропотребления (сальдированный). Максимальная потребляемая мощность.				
			2017	2018	2019	2020	2021
1	АО "Сокольский ЦБК"	ЭП, млн кВт·ч	10	13	17	68	73
		Pmax, МВт	4,9	3,63	7,98	1,3	2
2	ЗАО ЧЕРЕПОВЕЦКИЙ ФАНЕРНО-МЕБЕЛЬНЫЙ К\Т	ЭП, млн кВт·ч	58,7	57,96	54,91	55,27	60,02
		Pmax, МВт	7,4	7,3	7	8,2	8,3
3	АО БЕЛОЗЕРСКИЙ ЛЕСПРОМХОЗ	ЭП, млн кВт·ч	8,183	8,597	8,945	13,158	13,665
		Pmax, МВт	1,5	1,6	1,9	2,4	2,4
4	АО ВОМЗ	ЭП, млн кВт·ч	7,7	11,45	13,69	25,62	27,35
		Pmax, МВт	14,94	1,96	2,57	5,85	6,44
5	ЗАО "Вологодский подшипниковый завод"	ЭП, млн кВт·ч	32	32,5	33	34,6	31,9
		Pmax, МВт	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
6	ПАО Северсталь Белоручейское радиоуправление	ЭП, млн кВт·ч	9,293	9,2	9,5	9,9	6,3
		Pmax, МВт	2,1	2,1	2	2	2
7	ОАО ВРЗ	ЭП, млн кВт·ч	7,809	7,01	6,084	5,362	6,774
		Pmax, МВт	2	2	2	2	2
8	ООО Шекснинский КХП	ЭП, млн кВт·ч	3,802	4,643	5,05	3,488	2,795
		Pmax, МВт	2,1	2,3	2,7	2,2	1,6
9	ООО «ВохтогаЛесДрев»	ЭП, млн кВт·ч	24,823	25,3	30	38	42,9
		Pmax, МВт	6,2	5,9	5,7	5,7	5,7
10	ООО ШКДП	ЭП, млн кВт·ч	63	53	53	51,825	67,29
		Pmax, МВт	9	8,5	8,2	10,7	11,3
11	АО Апатит (ЧЕРЕПОВЕЦ) (договор с ООО «Хибинская энергосбытовая компания»)	ЭП, млн кВт·ч	312,2	256,3	256,3	420	394
		Pmax, МВт	45,4	50	50	57	51
12	ООО "Чагодощенский стеклозавод и К"	ЭП, млн кВт·ч	50,632	52,051	55,361	53,06	46,611
		Pmax, МВт	6,9	7	6,9	7	6,4
13	ОАО "Транснефть-Север"	ЭП, млн кВт·ч	146	158	148	135	146,8
		Pmax, МВт	19	21,8	19,5	14	15
14	ООО ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА (договор с АО «Межрегионэнергосбыт»)	ЭП, млн кВт·ч	68,9	н/д	н/д	204,9	256,4
		Pmax, МВт	17,3	н/д	н/д	60,4	63
15	ОАО «Северсталь-метиз»	ЭП, млн кВт·ч	167	175	165	173	187
	(основное производство на ОРЭ)	Pmax, МВт	24,3	23,2	25	28	28

№ п/п	Наименование потребителя	Показатель	Годовой объем электропотребления (сальдированный). Максимальная потребляемая мощность.				
			2017	2018	2019	2020	2021
16	ОАО «РЖД»	ЭП, млн кВт·ч	19,561	17,005	17,727	18,19	18,496
	(в том числе по договору с ООО «Русэнергосбыт»)	Pmax, МВт	28	28	26	27	28
17	ПАО СЕВЕРСТАЛЬ	ЭП, млн кВт·ч	1228,6	1298,6	1458,6	1373	1891
	(основное производство на ОРЭ)	Pmax, МВт	159,9	179,2	169,9	218	242
18	ООО "Сухонский КБК" (ранее Сухонский ЦБК)	ЭП, млн кВт·ч	7,6	8,0	16,5	192,0	206,0
		Pmax, МВт	1,88	2,37	5,33	19,4	22,5

II–4. Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки за последние пять лет

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода наибольший максимум собственный нагрузки соответствует 2021 году и составляет 2166 МВт. Данный показатель существенно вырос с 2020 года за счет повышения нагрузки крупных потребителей, таких как ПАО «Северсталь» и АО «Апатит».

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности энергосистемы Вологодской области за последние 5 лет представлена в таблице 8.

Таблица 8. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Вологодской области за последние 5 лет

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Собственный максимум нагрузки, МВт	1917	2031	2014	2028	2166
Абсолютные прирост (снижение) максимума нагрузки, МВт	-	114	-17	13	139
Среднегодовые темпы прироста/ снижения, %	-	6,0	-0,8	0,7	6,8

II–5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние пять лет

На основании форм анализа статистических форм 1-ТЕП, 11-ТЭР, 6-ТП Вологдастат и данных баланса ТЭБ Вологодской области суммарный отпуск тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в 2021 году превысит 6,8 млн. Гкал.

Общее потребление с учетом собственных нужд промышленных предприятий и использования тепловой энергии вторичных энергоресурсов превысило 20 млн.Гкал.

Динамика изменения суммарного отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС, котельных и прочих установок области в системы централизованного теплоснабжения за 2016-2021 годы представлена в таблице 9 и рисунке 8.

Структура фактического потребления тепла по основным группам потребителей за 2016-2021 годы представлена в таблице 10 и на рисунке 9.

Таблица 9. Динамика отпуска тепловой энергии от систем централизованного теплоснабжения на территории Вологодской области в период 2016-2021 гг., тыс. Гкал в год

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021[1]
Отпуск тепловой энергии, всего, в том числе:	6320,66	6406,60	6543,17	6477,10	6743,70	6891,42
ТЭС, в том числе:	**2932,79**	**2972,66**	**3036,03**	**3005,37**	**3140,61**	**3219,13**
общего пользования	958,34	975,27	989,42	1004,53	907,99	1029,41
промышленных предприятий	1974,45	1997,39	2046,61	2000,84	2232,62	2189,72
Котельные	**2439,78**	**2472,95**	**2525,66**	**2500,16**	**2592,67**	**2631,56**
Прочие установки	**948,1**	**960,99**	**981,47**	**971,56**	**1010,42**	**1040,74**

Структура отпуска тепла за рассматриваемый период не претерпела существенных изменений: доля отпуска тепла от ТЭС составляет 46,7%, а от котельных 38,2%. Большая доля тепла, производимого на ТЭС, 68% приходится на ТЭС промышленных предприятий.

[1] прогнозное значение

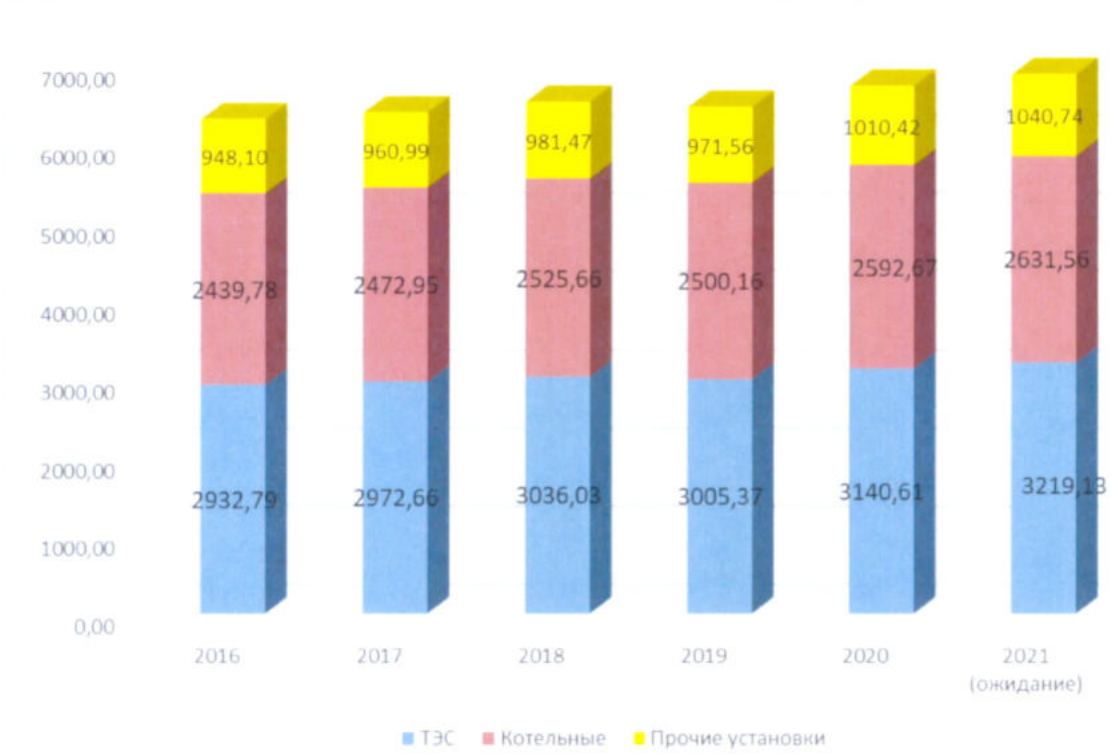


Рисунок 8. Динамика изменения отпуска тепловой энергии на территории Вологодской области в период 2016-2021 гг, тыс. Гкал/год.

Таблица 10. Структура потребления тепла основными группами потребителей систем централизованного теплоснабжения Вологодской области за период 2016-2021 гг., тыс. Гкал/год

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021[2]
Отпуск тепловой энергии, всего, в том числе:	**6320,66**	**6406,60**	**6543,17**	**6477,10**	**6743,70**	**6891,42**
Потери в тепловых сетях	345,74	365,18	359,66	356,02	370,67	378,80
Потребление, в том числе:	5974,92	6041,43	6183,51	6121,07	6373,02	6512,62
Население	1658,64	1658,37	1677,59	1660,65	1735,83	1773,85
Бюджетные организации	374,63	350,40	366,68	362,98	384,39	392,81
Промышленность	3806,62	3691,92	3875,00	3835,87	4002,39	4090,06
Прочие организации	135,03	340,74	264,24	261,57	250,41	255,90

[2] ожидаемое значение



Рисунок 9. Структура фактического потребления тепла по основным видам потребителей Вологодской области за 2016-2021 гг.

Около 59,35% суммарного потребления тепловой энергии приходится на промышленные предприятия, прежде всего, это Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь» и ООО «ВБМ» (г.Сокол).

Доля потребления тепла населением и бюджетными организациями составляет 25,74% и 5,7% соответственно. Остальная часть потребления тепла приходится на потери в тепловых сетях (5,5%) и прочие организации (3.71%).

За рассматриваемый период наблюдается незначительный рост потребления тепловой энергии в регионе, вызванный в основном промышленным теплопотреблением (увеличилось на 5 % относительно 2016 года) и увеличением потерь в тепловых сетях (на 11,5%), требующих замены.

II–6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия

К наиболее крупным потребителям тепловой энергии относятся промышленные предприятия: ООО «Сухонский КБК», ПАО «Сокольский ЦБК», ООО «ВБМ», ПАО «Северсталь», ОАО «Северсталь-метиз», АО «Апатит» (Череповец), системы централизованного теплоснабжения г. Вологды (МУП «Вологдагортеплосеть») и г. Череповца (ООО «Вологдагазпромэнерго»).

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Вологодской области представлен в таблице 11.

Таблица 11. Перечень основных крупных потребителей тепла Вологодской области с источников тепла

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
1	Череповецкий металлургический комбинат (ЧерМК) ПАО «Северсталь»	г. Череповец, ул. Мира, 30	чугун, сталь, прокат, лист и жесть с покрытием, трубы стальные, кокс, удобрения минеральные, бензол, пиломатериалы, электроэнергия, теплоэнергия, прокат холоднокатаный горячеоцинкованный в рулонах, пиломатериалы, орешек коксовый сухой, мелочь коксовая сухая, водород, аргон, азот, кислород, диоксид углерода (газ углекислый) и прочие соединения неметаллов неорганические кислородные, углеводороды циклические, масла и прочие продукты высокотемпературной перегонки каменноугольной смолы; пек и кокс пековый, удобрения минеральные или химические, макадам (покрытие щебеночное дорожное); макадам гудронированный, известь, электроэнергия, тепловая энергия	2 ТЭЦ ПАО «Северсталь» (ТЭЦ ПВС, ТЭЦ ЭВС-2)
2	ООО «ССМ — Тяжмаш»	г. Череповец, ул. Мира, 30	Сервисная компания дивизиона «Северсталь Российская сталь», входящего в состав горно-металлургической компании ПАО «Северсталь». Обеспечивает сервисное техническое обслуживание металлургического комплекса.	
3	ООО «Северсталь-Промсервис»	г. Череповец, ул. Строителей, 9	ремонт и изготовление энергооборудования; ремонт и изготовление электрооборудования; ремонт механического оборудования; изготовление и ремонт металлоконструкций; системы автоматизации; диагностика и геодезические работы; промышленное строительство, монтаж, пуско-наладка; комплексное сервисное обслуживание оборудования	
4	Череповецкий завод ОАО «Северсталь-Метиз»	г. Череповец, ул. 50-летия Октября, 1/33	прокат сортовой холоднотянутый, проволока стальная	
5	АО «Апатит»	г. Череповец, ул. Северное шоссе, 75	кислота серная, удобрения минеральные, аммиак синтетический, удобрения минеральные, карбамид приллированный, электроэнергия, теплоэнергия.	ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец»
6	ЗАО «Череповецкий фанерно-мебельный комбинат» (ЗАО «ЧФМК»)	г. Череповец, ул. Проезжая, 4	фанера клееная, плиты древесностружечные, пиломатериалы, теплоэнергия	Котельная
7	ХК «Череповец лес»	г. Череповец, ул. Ленина, 80	заготовка круглых лесоматериалов; производство хвойных и лиственных пиломатериалов	Котельная
8	ООО «Стальэмаль»	г. Череповец, ул. Окружная д.9	изделия столовые, кухонные и бытовые и их части из черных металлов, меди или алюминия	Котельная

№ п/п	Наименование предприятия	Адрес	Выпускаемая продукция	Наименование источника теплоснабжения (ТЭЦ, котельная)
9	ООО «Вологда газпром энерго»	г. Череповец, ул. Пролетарская, 59	тепловая энергия	Котельные и тепловые сети взяты в аренду у МУП «Теплоэнергия»
10	ЗАО «Вологодский подшипниковый завод» (ЗАО «ВПЗ»)	г. Вологда, Окружное шоссе, 13	подшипники качения	Котельная
11	ХК «Вологодские лесопромышленности»	г. Вологда, Благовещенская, 47	деловая древесина, пиломатериалы	Котельная
12	АО «Вологодский оптико-механический завод» (АО «ВОМЗ»)	г. Вологда, ул. Мальцева, 54	Участвует в выполнении межзаводских договоров по гособоронзаказу и межправительственных контрактов	Котельная, Мини-ТЭЦ АО «ВОМЗ»
13	ЗАО «Вологодский хлебокомбинат»	г. Вологда, ул Самойло, 20	Культуры зерновые для завтрака и прочие продукты из зерновых культур, кондитерские изделия, хлеб и хлебобулочные изделия, какао, шоколад и изделия кондитерские сахаристые, макаронные изделия, воды минеральные, тепловая энергия	Котельная
14	ООО «Вологодское мороженое»	г. Вологда, ул. Клубова д.87	мороженое и десерты замороженные прочие	Котельная
15	ГЭП «Вологда-облкоммунэнерго»	г. Вологда, ул. Горького, д. 99	электроэнергия, тепловая энергия	Котельные, Красавинская ГТ ТЭЦ
16	МУП «Вологдагортеплосеть»	г. Вологда, ул. Яшина, 8-А	тепловая энергия	Собственные и ведомственные котельные, Вологодская ТЭЦ
17	ООО «Вологодская бумажная мануфактура» (ООО «ВБМ») - ЗАО «Инвестлеспром»	г. Сокол, Советский просп., 8	бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура»
18	ЗАО «Инвестлеспром» (ПАО «Сокольский ЦБК»)	г. Сокол, ул. Фабричная	бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	
19	ООО «Сухонский КБК»	г. Сокол, ул.Советская д.129	плиты древесноволокнистые из древесины или других одревесневших материалов, бумага и картон, электроэнергия, тепловая энергия	ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК»

Наиболее крупными организациями, осуществляющими выработку и отпуск тепловой энергии в Вологодской области являются:

- ПАО «ТГК-2» Вологодская ТЭЦ;
- Государственное энергетическое предприятие «Вологдаоблкоммунэнерго»;
- ПАО «ОГК-2» Череповецкая ГРЭС.

ПАО «ТГК-2»

ПАО «ТГК-2» является крупнейшей теплоэнергетической компанией Центрального и Северо-Западного федеральных округов Российской Федерации. ТГК-2 осуществляет свою деятельность в 5 регионах России и в г. Скопье, Республика Македония. Всего в городах, деятельности компании, проживает более 2 700 000 человек. В Ярославле и Архангельске за ТГК-2 закреплен статус единой теплоснабжающей организации (ЕТО).

Административно ПАО «ТГК-2» находится в пяти регионах:

- ПАО «ТГК-2» по Архангельской области;
- ПАО «ТГК-2» г. Великий Новгород;
- ПАО «ТГК-2» г. Вологда;
- ПАО «ТГК-2» г. Кострома;
- ПАО «ТГК-2» г. Ярославль.

Под управлением компании находится:

- 12 ТЭЦ: Архангельская ТЭЦ, Северодвинская ТЭЦ-1, Северодвинская ТЭЦ-2, Вологодская ТЭЦ, Новгородская ТЭЦ, Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2, Ярославская ТЭЦ-1, Ярославская ТЭЦ-2, Ярославская ТЭЦ-3, ПМ-ТЭЦ «Белый ручей», а также «ПГУ Скопье» (г. Скопье, Республика Македония);
- 8 котельных в Архангельске, Костроме, Ярославле, в том числе арендованные котельные в Республике Македония;
- 4 предприятия тепловых сетей, образующих теплоэнергетическую инфраструктуру Архангельска, Костромы, Северодвинска и Ярославля и 1 предприятие, арендующее тепловые сети в Республике Македония.

Вологодская ТЭЦ является самым крупным источником тепловой энергии в городе Вологда. Теплом от станции снабжается более 40% жилого фонда города.

Установленная электрическая мощность станции составляет – 132,1 МВт, тепловая мощность – 582 Гкал/ч.

В мае 2008 года началась реализация инвестиционного проекта по расширению Вологодской ТЭЦ парогазовой установкой электрической мощностью 110 МВт и тепловой – 70 Гкал/ч. 31 марта 2014 года была введена в эксплуатацию установка ПГУ мощностью 110 МВт в составе газовой турбины GE PG 6111FA мощностью 75 МВт и паровой турбины мощностью 35 МВт производства Калужского турбинного завода.

Технические характеристики основного оборудования Вологодской ТЭЦ представлены в таблицах 12-16.

Таблица 12. Технические характеристики паровых турбин Вологодской ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Электрическая мощность турбоагрегата, МВт		Номинальные параметры производственного отбора			Номинальные параметры теплофикационного отбора			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Расход, т/ч	Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Расход, т/ч		
ТЭЦ	1	ПТ-12-35/10М	12	14,4	10	280	50	1,2	-	40	1991	2036
	2	ПТ-12-3,4/1,0	12	13,2	10	280	50	1,2	-	40	2001	2046
	3	Р-6-3,4/0,5М	6	6	8	284	84	-	-	-	1972	2020
ПГУ	5	Т-28/35-8,8/0,1	25,1	35	90	540	109	5,7	208	18	2014	2054

Таблица 13.Технические характеристики паровых котлов Вологодской ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	Паровые котлы							
	ст. №	Тип	Техническая характеристика		Производительность		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Температура, град.С	Давление, кгс/см2	т/ч	Гкал/ч		
ТЭЦ	2	БКЗ-50-39 Ф	440	39	50	-	1955	2019
	3	БКЗ-50-39 Ф	440	39	50	-	1958	2019
	4	БКЗ-50-39 Ф	440	39	50	-	1959	2018
	5	БКЗ-75-39 ФБ	440	39	75	-	1965	2018
	6	БКЗ-75-39 ФБ	440	39	75	-	1971	2018

Таблица 14. Технические характеристики водогрейных котлов Вологодской ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
ТЭЦ	1	КВГМ-100	150	100	1980	2020
	2	КВГМ-100	150	100	1981	2021
	3	КВГМ-100	150	100	1989	2025
	4	КВГМ-100	150	100	1998	Консервация

Таблица 15. Технические характеристики газовой турбины ПГУ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Электрическая мощность, МВт		Номинальные параметры уходящих газов			Расход природного газа в номинальном режиме, тыс.м3/час	Давление природного газа в номинальном режиме, кгс/см2	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Номинальная	Максимальная	Давление кгс/см2	Температура, град.С	Расход, т/ч				
ПГУ	4	PG 6111FA	77	86,3	91,2	597	862,8	25,893	25	2014	2036

Таблица 16. Технические характеристики Котла-утилизатора ПГУ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Рабочие параметры пара (контур высокого давления)			Рабочие параметры пара (контур низкого давления)			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Производительность т/ч	Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Производительность т/ч		
ПГУ	КУ	HRSG	92	545	108,7	5	227	20,8	2014	2039

ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»

ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго» осуществляет поставку тепловой энергии населению города Красавино.

Под управлением компании находится Красавинская ГТ ТЭЦ.

Установленная электрическая мощность станции – 63,8 МВт, тепловая мощность – 57 Гкал/ч. В составе ГТ ТЭЦ эксплуатируется следующее основное оборудование:

- три газотурбинные установки типа ТВМ-Т130;
- три паровых котла-утилизатора;
- два паровых котла типа ОКР 25;
- одна паровая турбина типа SST-300.

Технические характеристики основного оборудования Красавинской ГТ ТЭЦ представлены в таблицах 17-20.

Таблица 17. Технические характеристики паровых турбин Красавинской ГТ ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Электрическая мощность турбоагрегата, МВт		Диапазон параметров регулируемого отбора (производственный + теплофикационный)			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Номинальная	Максимальная	Давление изб, кгс/см2	Температура, град.С	Расход, т/ч		
Красавинская ГТ ТЭЦ	4	SST-300	20,6	21	4,4 - 4,6	232 - 400	2 - 66	2010	2031

Таблица 18. Технические характеристики паровых котлов Красавинской ГТ ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	Паровые котлы							
	ст. №	Тип	Техническая характеристика		Производительность		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Температура, град.С	Давление, кгс/см2	т/ч	Гкал/ч		
Красавинская ГТ ТЭЦ	4	ОКР 25	440	39	25	17,17	2010	2050
	5	ОКР 25	440	39	25	17,17	2010	2048

Таблица 19. Технические характеристики газовых турбин Красавинской ГТ ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Электрическая мощность, МВт		Номинальные параметры уходящих газов			Расход природного газа в номинальном режиме, тыс.м3/час	Давление природного газа в номинальном режиме, кгс/см2	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Номинальная	Максимальная	Давл.изб., кПа	Температура, град.С	Расход, кг/с				
Красавинская ГТ ТЭЦ	1	ТВМ-Т130	14,4	17,6	1,6	522	53	4,080	27	2010	2029
	2	ТВМ-Т130	14,4	17,6	1,6	522	53	4,080	27	2010	2030
	3	ТВМ-Т130	14,4	17,6	1,6	522	53	4,080	27	2010	2028

Таблица 20. Технические характеристики котлов-утилизаторов Красавинской ГТ ТЭЦ

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Рабочие параметры пара (контур высокого давления)			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Производительность т/ч		
Красавинская ГТ ТЭЦ	1	HRSG-T130-V	39	440	19,3	2010	2036
	2	HRSG-T130-V	39	440	19,3	2010	2040
	3	HRSG-T130-V	39	440	19,3	2010	2036

ПАО «ОГК-2» Череповецкая ГРЭС

Череповецкая ГРЭС расположена в поселке городского типа Кадуй Кадуйского муниципального района Вологодской области. Электростанция обеспечивает электрической энергией Вологодско-Череповецкий узел. Кроме этого, ГРЭС обеспечивает тепловой энергией население пгт. Кадуй.

Установленная электрическая мощность Череповецкой ГРЭС составляет – 450 МВт, установленная тепловая мощность – 39 Гкал/ч.

Череповецкая ГРЭС – крупнейшая электростанция Вологодской области. Станция состоит из одного парогазового энергоблока мощностью 450 МВт (ПГУ-450).

Технические характеристики основного оборудования Череповецкой ГРЭС представлены в таблицах 21-25.

Таблица 21. Технические характеристики паровой турбины блока 4 Череповецкой ГРЭС

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Электрическая мощность турбоагрегата, МВт		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Номинальная	Максимальная		
Череповецкая ГРЭС	ПТ-4	SST5-3000	144	144	2014	2031

Таблица 22.Технические характеристики газовой турбины блока 4 Череповецкой ГРЭС

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Электрическая мощность, МВт		Номинальные параметры уходящих газов			Расход природного газа в номинальном режиме, тыс.м3/час	Давление природного газа в номинальном режиме, кгс/см2	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
			Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Расход, кг/с				
Череповецкая ГРЭС	4	SGT5-4000F	306	306	н/д	580	727	82	30	2014	2024

Таблица 23. Технические характеристики паровых котлов Череповецкой ГРЭС

Наименование источника тепловой и электрической энергии	Паровые котлы							
	ст. №	Тип	Техническая характеристика		Производительность		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса (с учетом продления ресурса)
			Температура, град.С	Давление, кгс/см2	т/ч	Гкал/ч		
Череповецкая ГРЭС	2	Еп 670/140 (модель ТПЕ-208-335)	545	140	670	-	1977	2027
	3	Еп 670/140 (модель ТПЕ-208-335)	545	140	670	-	1978	2029

Таблица 24. Технические характеристики котла - утилизатора Череповецкой ГРЭС

Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип	Рабочие параметры пара (контур высокого давления)		
			Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Производительность т/ч
Череповецкая ГРЭС	4	Котел-утилизатор ОАО «ЭМАльянс»	141	565	290

Таблица 25. Технические характеристики котла - утилизатора Череповецкой ГРЭС (продолжение)

Рабочие параметры пара (контур среднего давления)			Рабочие параметры пара (контур низкого давления)			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Производительность т/ч	Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Производительность т/ч		
37	565	341	8,5	241	43	2014	2054

II–7. Структура установленной электрической мощности на территории Вологодской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем году

По состоянию на 1 марта 2022 года суммарная установленная мощность электростанций Вологодской области составляет 1410,99 МВт. При этом на долю тепловых электростанций (ТЭС) приходится 98,1 % установленной мощности (1384,71 МВт), а на долю ГЭС, соответственно, 1,9 % (26,28 МВт).

Структура установленной электрической мощности станций на территории Вологодской области в разрезе электростанций, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с оборудованием станций в последнем отчетном году, приведена в таблице 26.

Таблица 26. Структура установленной электрической мощности станций в разрезе энергетических компаний, МВт

Наименование электростанции	Генерирующая компания	2022 г.				
		Вводы	Демонтаж	Перемаркировка	Установленная мощность	% от общего объема
Череповецкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»				450	31,9
Вологодская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»				132,1	9,4
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Северсталь»				345,81	24,5
ТЭЦ-ЭВС-2	ПАО «Северсталь»				160	11,3
ГУБТ	ПАО «Северсталь»				37	2,6
УЭС ТСЦ	ПАО «Северсталь»				16	1,1
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	Нюксенское ЛПУ МГ — филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта»				7,5	0,5
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	Юбилейное ЛПУ МГ — филиал ООО «Газпром трансгаз Ухта»				7,5	0,5
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»				102	7,2
ГТЭС ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»				57	4,0
Красавинская ГТ ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»				63,8	4,5
ПМТЭЦ «Белый ручей»	АО «ТЭЦ «Белый ручей»				6	0,4
ШГЭС	Филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»				24	1,7
Вытегорская ГЭС	Филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»				2,28	0,2
ИТОГО:					**1410,99**	**100**

Таблица 27. Перечень вводов мощности на электростанциях за отчетный 2021 год (по состоянию на 01.01.2022 г.)

Наименование электростанции	Номер блока	Тип оборудования (турбины)	Вид топлива	Установленная мощность блока	
				МВт	Гкал/ч
-	-	-	-	-	-

Таблица 28. Перечень генерирующего оборудования, на котором в отчетном году (2021) была изменена мощность

Наименование электростанции	Номер блока	Тип оборудования	Вид топлива	Старая мощность блока, МВт	Новая мощность блока, МВт
ТЭЦ-ПВС Северсталь	7	Т-120-12,8-МР	Доменный газ, коксовый газ, твердое топливо (резерв-природный газ)	100	110

Структура установленной мощности по типам генерирующих мощностей представлена в таблице 29.

Таблица 29. Структура установленной мощности на территории Вологодской области

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО, в т. ч.:	1410,99	100
АЭС	-	-
ТЭС, в т. ч.:	1384,71	98,1
КЭС	450	31,9
из них ПГУ	450	31,9
ТЭЦ	850,71	60,3
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	165,9	11,8
ГТУ (ГТЭС, ГУБТ)	84	6,0
ГЭС	26,28	1,9

Следует отметить, что в таблице 29 не рассматриваются объекты генерации электрической энергии, находящиеся на территории Вологодской области, которые используются собственниками только в целях производства электроэнергии для собственных нужд и, соответственно, не учитываются АО «СО ЕЭС» в балансах электрической энергии и мощности.

К таким объектам относятся следующие источники, расположенные на промышленных предприятиях области:

- ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура» — 24 МВт;
- ТЭЦ АО «ВОМЗ» — 5,3 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ФК Новатор» — 3 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция» — 2,1 МВт;
- ТЭЦ ООО «Харовсклеспром» — 0,75 МВт;
- ТЭЦ ОАО «Сухонский КБК» — 24 МВт.

II–8. Перечень существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт (в том числе генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии)

В таблице 30 приведены данные о структуре установленной электрической мощности электростанций (включая блок-станции) мощностью более 5 МВт в разрезе энергетических компаний Вологодской области с выделением информации о типе установленного генерирующего оборудования.

Таблица 30. Состав оборудования электростанций Вологодской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
ПАО «ОГК-2»	**Череповецкая ГРЭС**	
	SGT5-4000F, SST5-3000	450
	Всего по станции	**450**
ПАО «ТГК-2»	**Вологодская ТЭЦ**	
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-3,4/1,0	12
	Р 6-3,4/0,5М	6
	PG6111FA	77
	Т-28/35-8.8/0,1	25,1
	Всего по станции	**132,1**
ГЭП «Вологдаоблкомунэнерго»	**Красавинская ГТ ТЭЦ**	
	ТВМ-Т130	14,4
	ТВМ-Т130	14,4
	ТВМ-Т130	14,4
	SIEMENS SST-300	20,6
	Всего по станции	**63,8**
ПАО «Северсталь»	**ГУБТ**	
	ГУБТ-12	12
	ГУБТ-25	25
	Всего по станции	**37**
	ТЭЦ-ПВС	
	Р-6-2	6
	ВПТ-25-3	25
	ПТ-30-90-10	30
	С10-R12-E	50
	ПТ-75/80-8,8/1,28-М	74,81
	Т-60-130	50
	Т-120-12,8-МР	110
	Всего по станции	**345,81**
	ТЭЦ-ЭВС-2	
	ПТ-80/100-130/13	80
	ПТ-80/100-130/13	80
	Всего по станции	**160**
	УЭС ТСЦ	
	Р-4-35/15М	4
	ПТ-12-35/10М	12
	Всего по станции	**16**
АО «Апатит»	**ТЭЦ ФосАгро-Череповец**	

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-35/10М	12
	Р-12-35/5М	12
	Р-12-35/5М	12
	ПТ-12/13-3,4/1,0	12
	ПТ-30/35-3,4/1,0	30
	ПТ-12-3,4/0,6	12
	Всего по станции	**102**
	ГТЭС ФосАгро-Череповец	
	LM 2500+G4 DLE	32
	C9-R9-RL	25
	Всего по станции	**57**
ШРГСиС — филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»	**Шекснинская ГЭС**	
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	Всего по станции	**24**
АО «ТЭЦ «Белый ручей»	**ТЭЦ «Белый ручей»**	
	П-6-3,4/0,5-1	6
	Всего по станции	**6**
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	**ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ**	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	**7,5**
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	**ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ**	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	**7,5**

II–9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В 2021 году по данным Системного оператора потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области составило 14763,4 млн. кВт·ч.

Производство электроэнергии станциями Вологодской области за 2021 год составило 8204,1 млн кВт·ч, что покрывает примерно 55,6 % потребности региона в электроэнергии

Выработка электроэнергии электростанциями региона по данным собственников оборудования приведена в Таблице 31.

Таблица 31. Структура выработки электроэнергии в 2021 году на территории Вологодской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Структура, %
Череповецкая ГРЭС	966,5	11,5
Вологодская ТЭЦ	832,8	9,9

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Структура, %
Красавинская ГТ ТЭЦ	357,2	4,2
Шекснинская ГЭС	209,2	2,5
Вытегорская ГЭС	14,3	0,2
Электростанции ПАО «Северсталь»	4386,3	52,1
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	1558	18,5
ГТЭС ФосАгро-Череповец		
ПМТЭЦ «Белый ручей»	43,5	0,0
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	30,3	0,0
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	19	0,0
ВСЕГО, в т. ч.:	8417,1	100
АЭС	0	0
ТЭС, в т. ч.:	8417,1	100
КЭС		
ТЭЦ		
ГЭС	н/д	
НВИЭ, в т. ч.:	н/д	
Мини ГЭС	н/д	

Таблица 32. Основные технико-экономические показатели работы Череповецкой ГРЭС в 2017-2021 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	**Установленная мощность**						
	- электрическая	МВт	1051,6	1080	1080	1080	450
	- тепловая	Гкал/ч	39	39	39	39	н/д
	в том числе РОУ	Гкал/ч	39	39	39	39	н/д
2	**Располагаемая мощность**						
	- электрическая	МВт	1050	1080	1080	1080	450
	- тепловая	Гкал/ч	39	39	39	39	н/д
3	**Максимум нагрузки**						
	- электрической	МВт	н/д	856,332	н/д	н/д	н/д
	- тепловой	Гкал/ч	31	31,5	31,5	н/д	0
4	**Выработка электроэнергии, всего**	**млн кВт.ч**	2818,64	3 124,23	3359,717	2842,062	1015,741
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	2802,05	3107,9	1396	1320	н/д
	тоже в % от суммарной выработки	%	99,6	99,6	41,5	46,4	н/д
5	**Отпуск электроэнергии с шин, всего**	**млн кВт.ч**	2664,35	2 975,59	3199,494	2781,516	966,5
6	**Расход электроэнергии на собств. нужды, всего**	**млн кВт.ч**	150,08	143,31	160,22	140,33	49,194
	тоже в % от суммарной выработки	%	5,33	4,59	4,76	4,9	4,8
	в том числе						
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	115,29	135,8	160,081	139,013	47,249
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	34,79	7,52	142	1,32	0

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
7	**Удельный расход электроэнергии на собств. нужды**						
	- на производство электроэнергии	%	4,1	4,35	4,76	н/д	н/д
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	289,367	61,1	58,19	н/д	н/д
8	**Отпуск тепла с коллекторов**	**тыс. Гкал**	120,239	122,961	119,665	111,4	115,59
	в том числе отработавшим паром	тыс. Гкал	115,4	117,248	111	105,4	109,4
	тоже в % от суммарного отпуска	%	95,9	95,4	92,8	94,6	94,6
9	**Число часов использования мощности**						
	- электрической	ч	2676,3	2905,6	н/д	н/д	н/д
	- тепловой	ч	3083,1	3152,8	н/д	н/д	н/д
	в том числе РОУ	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	**Расход условного топлива, всего**	**тыс. т у.т.**	698,02	737,96	762,891	н/д	н/д
	в том числе						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	656,12	695,47	726,038	н/д	н/д
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс т у.т.	41,9	42,482	36,853	н/д	н/д
11	**Удельный расход условного топлива**						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	246,3	233,7	226,9	234	230
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	348,5	345,5	308	298	386
12	**Расход натурального топлива по видам**						
	- природный газ	млн м^3	529,47	588,322	646,426	526,2	229,4
	- мазут	тыс.т	0	0,295	2,792	0,1	0
	- уголь	тыс.т	162,5	109,57	21,043	88,6	1,88
	-дизельное топливо		0,071	0,061	0,017	0,02	0,01

Таблица 33. Основные технико-экономические показатели работы Вологодской ТЭЦ в 2017-2021 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	**Установленная мощность**						
	- электрическая	МВт	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1
	- тепловая	Гкал/ч	652	652	545,4	545	н/д
	в том числе отборов паровых турбин	Гкал/ч	252	252	252	252	н/д
2	**Располагаемая мощность**						
	- электрическая	МВт	132,1	132,1	127,19	132,1	132,1
	- тепловая турбоагрегатов	Гкал/ч	612	652	545,4	н/д	н/д

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
3	**Максимум нагрузки**						
	- электрической	МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	- тепловой	Гкал/ч	230	н/д	н/д	н/д	н/д
4	**Выработка электроэнергии, всего**	**млн кВт.ч**	806,734	710,935	830,958	832,873	832,8
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	690,09	647,379	691,85	673,673	н/д
	тоже в % от суммарной выработки	%	85,5	91	83,2	80,9	н/д
5	**Отпуск электроэнергии с шин, всего**	**млн кВт.ч**	739,5	650,4	764,711	765,884	н/д
6	**Расход электроэнергии на собств. нужды, всего**	**млн кВт.ч**	67,17	60,44	66,246	66,898	н/д
	тоже в % от суммарной выработки	%	8,32	8,5	7,9	8,0	н/д
	в том числе						
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	30,21	29,74	31,92	31,75	н/д
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	36,95	30,69	34,327	35,11	н/д
7	**Удельный расход электроэнергии на собств. нужды**						
	- на производство электроэнергии	%	3,74	4,18	7,97	н/д	н/д
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	41,9	34,6	41,4	н/д	н/д
8	**Отпуск тепла с коллекторов**	**тыс. Гкал**	880,6	887,1	827,546	807,986	н/д
	в том числе отработавшим паром	тыс. Гкал	837,2	812,2	764,491	456,1	н/д
	тоже в % от суммарного отпуска	%	95	91,5	92,3	56,4	н/д
9	**Число часов использования мощности**						
	- электрической	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	- тепловой	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	в том числе отборов паровых турбин	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	**Расход условного топлива, всего**	**тыс. т у.т.**	301,86	284,09	299,729	297,331	н/д
	в том числе						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	181,8	159,6	187,74	174,23	н/д
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс т у.т.	120	124,4	111,989	123,1	н/д
11	**Удельный расход условного топлива**						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	647,8	245,5	245,5	423,1	н/д
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	268,2	140,3	135,327	306,9	н/д
12	**Расход натурального топлива по видам**						
	- природный газ	млн $м^3$	260,4	244,9	258,3	257,342	н/д
	- нефтетопливо	тыс.т	0	0,1	0,11	0,069	н/д

Таблица 34. Основные технико-экономические показатели работы Красавинской ГТ ТЭЦ в 2017-2021 гг.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	**Установленная мощность**						
	- электрическая	МВт	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
	- тепловая	Гкал/ч	57	57	57	57	57
	в том числе отборов паровых турбин	Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2	**Располагаемая мощность**						
	- электрическая	МВт	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
	- тепловая турбоагрегатов	Гкал/ч	57	57	57	57	57
3	**Максимум нагрузки**						
	- электрической	МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	- тепловой	Гкал/ч	11,69	н/д	н/д	н/д	н/д
4	**Выработка электроэнергии, всего**	**млн кВт.ч**	297,62	348,91	312,687	н/д	365,787
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	297,62	348,91	312,687	н/д	365,787
	тоже в % от суммарной выработки	%	100	100	100	н/д	0
5	**Отпуск электроэнергии с шин, всего**	**млн кВт.ч**	289,12	339,52	303,964	372,5	357,25
6	**Расход электроэнергии на собств. нужды, всего**	**млн кВт.ч**	8,5	9,3	8,723	н/д	8,536
	тоже в % от суммарной выработки	%	2,85	2,66	2,79	н/д	2,3
	в том числе						
	- на производство электроэнергии	млн кВт.ч	7,023	7,9	7,23	н/д	7,045
	- на производство тепловой энергии	млн кВт.ч	1,482	1,491	1,49	н/д	1,491
7	**Удельный расход электроэнергии на собств. нужды**						
	- на производство электроэнергии	%	2,35	2,26	2,79	н/д	2,33
	- на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	33,16	32,98	37,12	н/д	н/д
8	**Отпуск тепла с коллекторов**	**тыс. Гкал**	44,68	45,2	40,137	23,8	28,4
	в том числе отработавшим паром	тыс. Гкал	44,68	45,2	40,137	23,8	28,4
	тоже в % от суммарного отпуска	%	100	100	100	100	100
9	**Число часов использования мощности**						
	- электрической	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	8213
	- тепловой	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	8172
	в том числе отборов паровых турбин	ч	н/д	н/д	н/д	н/д	7936
10	**Расход условного топлива, всего**	**тыс. т у.т.**	90,41	104,96	95,798	н/д	112,623

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	в том числе						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	тыс. т у.т.	83,46	97,93	89,55	н/д	105,79
	- на отпуск тепла (физ. метод)	тыс т у.т.	6,95	7,03	6,24	н/д	6,49
11	**Удельный расход условного топлива**						
	- на отпуск электроэнергии (физ. метод)	г у.т./кВт.ч	288,7	288,4	294,6	292,6	296,1
	- на отпуск тепла (физ. метод)	кг у.т./Гкал	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
12	**Расход натурального топлива по видам**						
	- природный газ	млн $м^3$	78,16	90,91	83,1	98,9	97.2

II–10. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к собственникам с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

В таблице 35 приведены данные о структуре установленной электрической мощности электростанций в разрезе энергетических компаний Вологодской области с выделением информации о типе установленного генерирующего оборудования.

Таблица 35. Состав оборудования электростанций Вологодской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
ПАО «ОГК-2»	**Череповецкая ГРЭС**	
	SGT5-4000F, SST5-3000	450
	Всего по станции	**450**
ПАО «ТГК-2»	**Вологодская ТЭЦ**	
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-3,4/1,0	12
	Р-6-3,4/0,5М	6
	PG6111FA	77
	Т-28/35-8.8/0,1	25,1
	Всего по станции	**132,1**
ГЭП «Вологдаоблкомунэнерго»	**Красавинская ГТ ТЭЦ**	
	TBM-T130	14,4
	TBM-T130	14,4
	TBM-T130	14,4
	SIEMENS SST-300	20,6
	Всего по станции	**63,8**
ПАО «Северсталь»	**ГУБТ**	
	ГУБТ-12	12
	ГУБТ-25	25
	Всего по станции	**37**
	ТЭЦ-ПВС	
	Р-6-2	6
	ВПТ-25-3	25

Генерирующая компания	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
	ПТ-30-90-10	30
	С10-R12-E	50
	ПТ-75/80-8,8/1,28-М	74,81
	Т-60-130	50
	Т-120-12,8-МР	110
	Всего по станции	**345,81**
	ТЭЦ-ЭВС-2	
	ПТ-80/100-130/13	80
	ПТ-80/100-130/13	80
	Всего по станции	**160**
	УЭС ТСЦ	
	Р-4-35/15М	4
	ПТ-12-35/10М	12
	Всего по станции	**16**
АО «Апатит»	**ТЭЦ ФосАгро-Череповец**	
	ПТ-12-35/10М	12
	ПТ-12-35/10М	12
	Р-12-35/5М	12
	Р-12-35/5М	12
	ПТ-12/13-3,4/1,0	12
	ПТ-30/35-3,4/1,0	30
	ПТ-12-3,4/0,6	12
	Всего по станции	**102**
	ГТЭС ФосАгро-Череповец	
	LM 2500+G4 DLE	32
	С9-R9-RL	25
	Всего по станции	**57**
ШРГСиС — филиал ФБУ «Администрация «Волго-Балт»	**Шекснинская ГЭС**	
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 20/548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	ПЛ 548-ГК-550	6
	Всего по станции	**24**
АО «ТЭЦ «Белый ручей»	**ТЭЦ «Белый ручей»**	
	П-6-3,4/0,5-1	6
	Всего по станции	**6**
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	**ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ**	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	**7,5**
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ	**ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ**	
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	ГТЭС-2,5-Т10,5-1	2,5
	Всего по станции	**7,5**

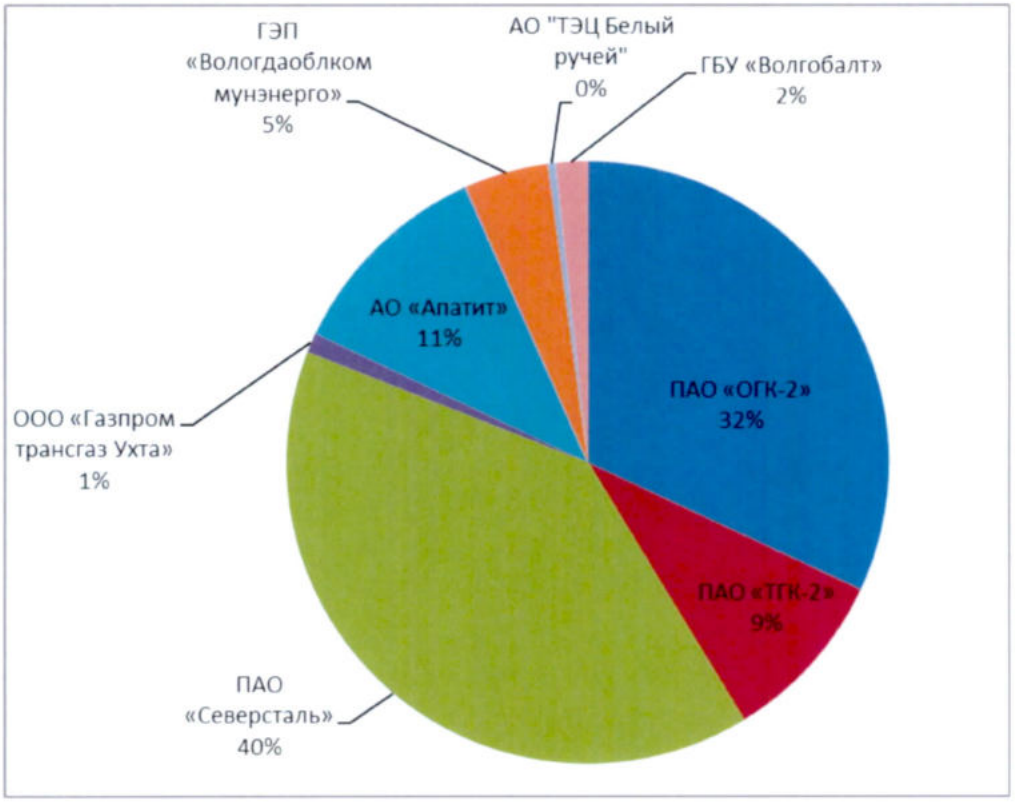


Рисунок 10. Структура установленной мощности по видам собственности

Как видно из приведенных данных, наиболее крупной по величине установленной мощности генерирующей компанией энергосистемы Вологодской области является ПАО «Северсталь», осуществляющая эксплуатацию нескольких электростанций (ТЭЦ-ПВС, ТЭЦ-ЭВС-2, ГУБТ и УЭС ТСЦ), установленная мощность которых составляет 558,81 МВт или 40 % от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников, расположенных на территории области.

В производственные активы второй по величине установленной электрической мощности компании области - ПАО «ОГК-2» осуществляющая эксплуатацию Череповецкой ГРЭС электрическая мощностью 450 МВт (или 32% от суммарной установленной мощности всех генерирующих источников).

II–11. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние пять лет

Баланс электрической мощности

Потребность Вологодской области в электрической энергии (мощности) обеспечивается как собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС энергосистемы Вологодской области, так и перетоком электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» из соседних энергосистем.

Балансы мощности энергосистемы Вологодской области на час собственного максимума нагрузки за период 2017-2021 гг. представлены в таблице 36 и на рисунке 11.

Таблица 36. Баланс мощности энергосистемы на максимум нагрузки за 2017-2021 гг., МВт

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Собственный максимум нагрузки ЭС	1916,8	2031,3	2014,5	2027,7	2166,3
Установленная мощность на конец года	1985,8	2014,2	2006,2	381,7	1411,0
Генерация:	-	-	-	-	-
на час собственного максимума	1239,3	1259,9	1241,5	1328,0	1341,9
Сальдо перетоков:	-	-	-	-	-
на час собственного максимума	677,5	771,4	773,0	699,7	824,4

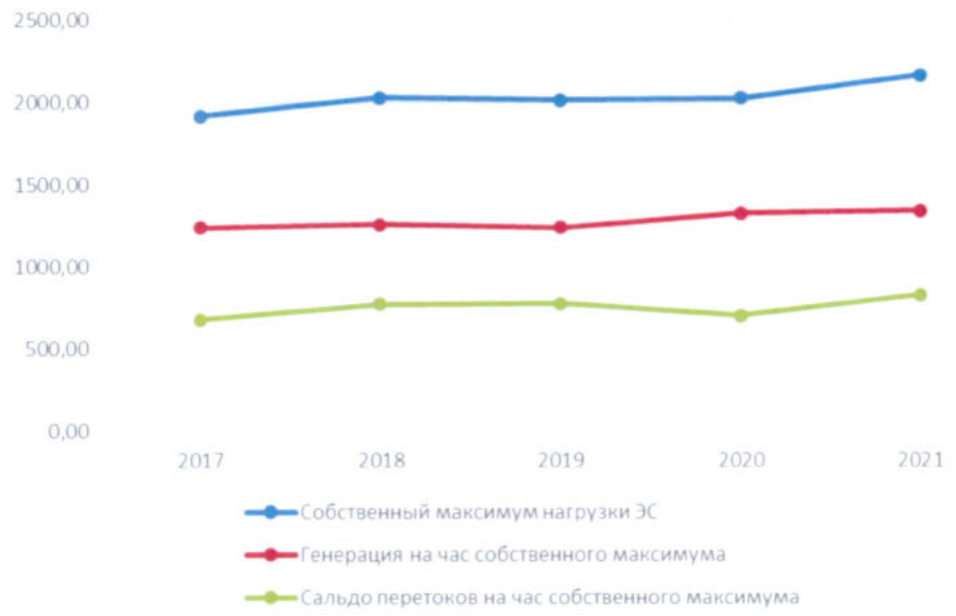


Рисунок 11. Балансы мощности энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 гг.

Баланс мощности энергосистемы Вологодской области в отчетный период 2017-2021 гг. складывался дефицитно. В 2017 году дефицит мощности составил 677 МВт. В 2021 году дефицит мощности повысился и составил 824 МВт. Такая динамика дефицита обусловлена изменением собственного максимума нагрузки энергосистемы Вологодской области, а также выводом из эксплуатации энергоблоков № 1-3 на Череповецкой ГРЭС, ГУБТ-8 на ПАО «Северсталь».

Необходимо отметить, что величина дефицита мощности энергосистемы Вологодской области составляет 38 % от собственного максимума нагрузки. Оставшаяся часть нагрузки покрывалась за счет перетоков мощности из соседних энергосистем.

Баланс электрической энергии

Баланс электрической энергии энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 годы представлен в таблице 37 и на рисунке 12.

Таблица 37. Баланс электроэнергии энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 гг., млн.кВт·ч

Год	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	13640	14011,2	13969,3	13907,8	14763,4
Производство электроэнергии	9666,5	10143,9	10316,8	10211,7	8204,1
Дефицит (-)	-3 973,50	-3 867,30	-3 652,50	-3 696,10	-6 559,3



Рисунок 12. Баланс электроэнергии энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 гг.

Анализ балансов электроэнергии показывает, что за весь рассматриваемый период энергосистема Вологодской области являлась дефицитной. В период 2017-2021 гг. дефицит электроэнергии энергосистемы Вологодской области находился в диапазоне 3652,5-6559,3 млн кВт·ч и покрывался перетоками электроэнергии из смежных энергосистем ОЭС Центра.

II–12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за пять лет

К основным показателям энергоэффективности относятся:

Энергоемкость ВРП (кг у. т./10 тыс. руб.) — отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП.

Электроемкость ВРП (тыс. кВт·ч/тыс. руб.) — отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году.

Потребление электрической энергии на душу населения (кВт·ч/чел. в год) — показатель, характеризующий уровень валового потребления электроэнергии населением в определенном году.

Динамика показателей, характеризующих эффективность энергопотребления в Вологодской области, приведена в таблице 38. Ячейки таблицы с условным обозначением «н/д» означают, что на момент разработки СиПР указанная информация отсутствует.

В подразделе по субъекту Российской Федерации приводится информация по энергоемкости ВРП, электроемкости ВРП, потреблению электроэнергии на душу населения, электровооруженности труда в экономике.

Таблица 38. Основные показатели энергоэффективности Вологодской области

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Энергоемкость ВРП, кг у. т./10 тыс. руб.	410,02	325,43	317,47	н/д	н/д
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	25,14	22,76	22,08	22,11	н/д
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел.	11,52	11,91	11,96	11,98	12,83

Как можно видеть из приведенной таблицы, с 2017 года изменения энергоемкости ВРП и электроемкости ВРП происходили в основном в меньшую сторону, а потребление электроэнергии на душу населения увеличивалось.

II–13. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним

Централизованное электроснабжение потребителей Вологодской области, входящей в Северо-Западный федеральный округ, осуществляет энергосистема Вологодской области в составе ОЭС Центра.

Эксплуатацией электрических сетей 220-750 кВ в области занимается филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское предприятие магистральных электрических сетей.

Транспортировка электроэнергии по территории области осуществляется по сетям, в подавляющем большинстве принадлежащим Вологодскому филиал ПАО «Россети Северо-Запад».

Эксплуатацию электросетевого хозяйства осуществляют 3 производственных отделений филиала:

Вологодские электрические сети - Вологодский, Грязовецкий, Сокольский, Харовский, Верховажский районы электрических сетей (РЭС);

Череповецкие электрические сети - Череповецкий, Устюженский, Шекснинский, Бабаевский, Кирилловский, Белозерский, Вытегорский районы электрических сетей (РЭС);

Великоустюгские электрические сети - Великоустюгский, Никольский, Тотемский, Тарногский районы электрических сетей (РЭС).

На территории области находится 91 понизительная подстанция напряжением 110 кВ (с учетом ПС 110 кВ Подборовье) принадлежащих Вологодскому филиалу ПАО «Россети Северо-Запад», и 26 понизительных подстанций напряжением 110 кВ, собственниками которых являются другие территориальные сетевые организации и потребители».

В покупке электроэнергии с оптового рынка на территории области участвуют:

- ООО «Северная сбытовая компания»;
- АО «Газпром энергосбыт»;

- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «ЭлТА»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «Гарант Энерго»;
- ООО «Регионы-Энерго»,
- ООО «МТС-Энерго».

Энергосистема Вологодской области имеет электрические связи с энергосистемой Архангельской области и Ненецкого автономного округа, с энергосистемой г. Санкт Петербурга и Ленинградской области, с энергосистемами Тверской области, Костромской области, Ярославской области, Кировской области, Новгородской области и Республики Карелия.

Основная часть электроэнергии, поступающая из-за пределов области, передается по двум ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Вологодская и ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Череповецкая и двум ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Белозерская и ВЛ 750 кВ Белозерская-Ленинградская.

Часть электроэнергии поступает в область по линиям 220-110 кВ из энергосистем Костромской области, Ярославской области, г. Санкт Петербурга и Ленинградской области.

Электрические связи 110 кВ и выше с энергосистемами Ярославской, Костромской, Тверской, Кировской области, энергосистемой Республики Карелия, энергосистемой Архангельской области и Ненецкого автономного округа.

Энергосистема Вологодскойая области энергосистема имеет электрическую связь с энергосистемой Новгородской области по сети 35 кВ.

В числе показателей электросетевого хозяйства приводится сводная информация по протяженности электрических сетей и трансформаторной мощности на территории Вологодской области в соответствии с таблицей 39.

Таблица 39. Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения на конец отчетного периода

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КВЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
750 кВ	334,34	2502
500 кВ	362,32	2505
220 кВ	1327,63	6100
110 кВ	3907,27	5016,9

Основными центрами питания распределительной сети 110 кВ, кроме электростанций энергосистемы, являются подстанции с высшим напряжением 220-750 кВ:

ПС 750 кВ Белозерская,
ПС 500 кВ Череповецкая,
ПС 500 кВ Вологодская,
ПС 220 кВ Вологда-Южная,
ПС 220 кВ Сокол,
ПС 220 кВ Ростилово,
ПС 220 кВ РПП-1,

ПС 220 кВ Зашекснинская,

ПС 220 кВ ГПП-1,

ПС 220 кВ Первомайская.

Характеристика и возрастная структура трансформаторов ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодского ПМЭС приведена в таблице 40.

В таблицах 41-45 цветом выделен срок службы трансформаторов и автотрансформаторов 110-750 кВ, которые необходимо заменить по условиям сверхнормативного срока службы оборудования.

Таблица 40. Характеристика и возрастная структура трансформаторов ПС Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодского ПМЭС

№	Название ПС	Диспетчерское наименование тр.	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Тип	Год ввода	Год последнего капитального ремонта	Техническое состояние	Срок службы, год		
									2023	2025	2027
1	ПС 750 кВ Белозерская	АТ-1	750	3×417	АОДЦТ	2011	не проводился	Рабочее	12	14	16
		АТ-2	750	3×417	АОДЦТ	2004	не проводился	Рабочее	19	21	23
		АТ-3	500	3×167	АОДЦТН	2011	не проводился	Рабочее	12	14	16
2	ПС 500 кВ Вологодская	АТ-1	500	3×167	АОДЦТН	1983	не проводился	Рабочее	40	42	44
		АТ-2	500	3×167	АОДЦТН	1986	не проводился	Рабочее	37	39	41
3	ПС 500 кВ Череповецкая	АТ-1	500	3×167	АОДЦТН	1972	1994	Рабочее	51	53	55
		АТ-2	500	3×167	АОДЦТН	1975	1997	Рабочее	48	50	52
4	ПС 220 кВ Вологда-Южная	АТ-1	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	10	12	14
		АТ-2	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	10	12	14
		АТ-3	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	10	12	14
		АТ-4	220	150	АТДТН	2013	не проводился	Рабочее	10	12	14
		Т-5	110	40	ТРДН	2013	не проводился	Рабочее	10	12	14
		Т-6	110	40	ТРДН	2013	не проводился	Рабочее	10	12	14
5	ПС 220 кВ Зашекснинская	АТ-1	220	63	АТДЦТН	1985	2010	Рабочее	38	40	42
		АТ-2	220	63	АТДЦТН	1987	не проводился	Рабочее	36	38	40
6	ПС 220 кВ Первомайская	Т-1	220	40	ТРДНС	1991	не проводился	Рабочее	32	34	36
		Т-2	220	40	ТРДНС	2002	не проводился	Рабочее	21	23	25
7	ПС 220 кВ Ростилово	АТ-1	220	125	АТДЦТН	2018	не проводился	Рабочее	5	7	9
		АТ-2	220	125	АТДЦТН	1971	1998	Рабочее	52	54	56
8	ПС 220 кВ РПП-1	АТ-2	220	200	АТДЦТН	2015	не проводился	Рабочее	8	10	12
		АТ-3	220	200	АТДЦТН	2011	не проводился	Рабочее	12	14	16
		Т-4	110	10	ТДН	1969	не проводился	Рабочее	54	56	58
		Т-5	110	16	ТДН	2014	не проводился	Рабочее	9	11	13
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	220	125	АТДЦТН	1980	не проводился	Рабочее	43	45	47
		АТ-2	220	125	АТДЦТН	1987	2009	Рабочее	36	38	40
		Т-3	110	16	ТДТНГ	1962	не проводился	Рабочее	61	63	65
		Т-4	110	16	ТДТН	1966	не проводился	Рабочее	57	59	61

Таблица 41. Техническое состояние и возрастная структура абонентских подстанции 220 кВ

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ОАО «РЖД»								
1	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)	220	2×63	2×АТ	1987	36	38	40
		110	2×40	2×Т	1987	36	38	40
2	ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)	220	2×63	2×АТ	1987	36	38	40
3	ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)	220	2×40	2×Т	1987	36	38	40
4	ПС 220 кВ Октябрьская	220	125	АТ	2001	22	24	26
ПАО «Северсталь»								
5	ПС 220 кВ ГПП-1	220	2×125	2×АТ	2013	10	12	14
		110	2×63	2×Т	1979	44	46	48
6	ПС 220 кВ ГПП-3	220	100	Т1				
			100	Т2				
			160	Т5				
			63	Т6				
			63	Т7				
			160	Т8				
		110	63	Т3	2010	13	15	17
			63	Т4	2010	13	15	17
7	ПС 220 кВ ГПП-3А	220	2×63	2×Т	1979	44	46	48
8	ПС 220 кВ ГПП-6	220	2×32	2×Т	2000	23	25	27
9	ПС 220 кВ ГПП-7	220	2×100	2×Т	1992	31	33	35
10	ПС 220 кВ ГПП-7А	220	2×63	2×Т	1992	31	33	35
11	ПС 220 кВ ГПП-7Б	220	2×63	2×Т	2007	16	18	20
12	ПС 220 кВ ГПП-11	220	5×63	5×Т	1980	43	45	47
13	ПС 220 кВ ГПП-12	220	2×63	2×Т	1971	52	54	56
			100	Т	1983	40	42	44
14	ПС 220 кВ ГПП-14	220	3×100	3×Т	2005	18	20	22
АО «Апатит»								
15	ПС 220 кВ ГПП-5 ФосАгро-Череповец	220	3×63	3×Т	1971 (Т1)	52	54	56
					2010 (Т2,Т3)	13	15	17
16	ПС 220 кВ ГПП-5А ФосАгро-Череповец	220	1×63	2×Т	2016	7	9	11
			1×63		2017	6	8	10
17	ПС 220 кВ ГПП-1 ФосАгро-Череповец	220	2×63	2×Т	1973	50	52	54

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
18	ПС 220 кВ ГПП-3 ФосАгро-Череповец	220	2×63	2×Т	1987	36	38	40
ООО «ЭЛИС»								
19	ПС 220 кВ ГПП-2 Энерготранзит Альфа	220	2×63	2×Т	2005	18	20	22

Таблица 42. Техническое состояние и возрастная структура основного оборудования ПС 110 кВ

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип тр-ра	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, год		
								2023	2025	2027
ПО ЧЭС										
1	ПС 110 кВ Искра	110/10	Т-1	ТОТRс	40	2011	хорошее	12	14	16
		110/10	Т-2	ТОТRс	40	2011	хорошее	12	14	16
2	ПС 110 кВ Заягорба	110/10	Т-1	ТРДН	40	2007	хорошее	16	18	20
		110/10	Т-2	ТРДН	40	2007	хорошее	16	18	20
3	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/10	Т-1	ТДН	10	2008	хорошее	15	17	19
		110/10	Т-2	ТДН	10	2008	хорошее	15	17	19
4	ПС 110 кВ Анисимово	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2003	хорошее	20	22	24
		110/10	Т-2	ТМН	6,3	1990	хорошее	33	35	37
5	ПС 110 кВ Бабаево	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	2011	удовлетв.	12	14	16
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	1970	удовлетв.	17	19	21
6	ПС 110 кВ Батран	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1992	удовлетв.	31	33	35
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1993	удовлетв.	30	32	34
7	ПС 110 кВ Желябово	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1970	треб. замена	53	55	57
		110/10	Т-2	ТМН	6,3	1997	треб. замена	26	28	30
8	ПС 110 кВ Загородная	110/10	Т-1	ТДН	10	1976	удовлетв.	47	49	51
		110/10	Т-2	ТДН	10	1982	удовлетв.	41	43	45
9	ПС 110 кВ Заполье	110/10	Т-2	ТМН	2,5	1987	удовлетв.	36	38	40
10	ПС 110 кВ Избоищи	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	2005	удовлетв.	18	20	22
11	ПС 110 кВ Енюково	110/10	Т-1	ТМН	6,3	1977	удовлетв.	14	16	18
		110/10	Т-2	ТМН	6,3	1977	удовлетв.	14	16	18
12	ПС 110 кВ Кадуй	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	2007	удовлетв.	16	18	20
		110/35/10	Т-2	ТМТН	6,3	1993	удовлетв.	30	32	34
13	ПС 110 кВ Климовское	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	1979	удовлетв.	44	46	48
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	2005	удовлетв.	18	20	22
14	ПС 110 кВ Коротово	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	2002	удовлетв.	21	23	25
		110/35/10	Т-2	ТМТН	6,3	1969	удовлетв.	54	56	58
15	ПС 110 кВ Нелазское	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1982	удовлетв.	41	43	45
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1980	удовлетв.	43	45	47

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип тр-ра	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, год		
								2023	2025	2027
16	ПС 110 кВ Нифантово	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1976	удовлетв.	17	19	21
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1976	удовлетв.	17	19	21
17	ПС 110 кВ Новые Углы	110/35/10	Т-1	ТДТН	25	1977	удовлетв.	46	48	50
		110/35/10	Т-2	ТДТН	25	1981	удовлетв.	42	44	46
18	ПС 110 кВ Петринево	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1980	удовлетв.	43	45	47
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1980	удовлетв.	43	45	47
19	ПС 110 кВ Покровское	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1986	удовлетв.	37	39	41
20	ПС 110 кВ Поселковая	110/10	Т-1	ТДН	10	1989	удовлетв.	34	36	38
		110/10	Т-2	ТДН	10	1971	удовлетв.	48	50	52
21	ПС 110 кВ Подборовье	110/10	Т-1	ТДН	6,3	1999	удовлетв.	24	26	28
		110/10	Т-2	ТДН	6,3	1999	удовлетв.	24	26	28
22	ПС 110 кВ Суда	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1969	треб. замена	54	56	58
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1980	треб. замена	43	45	47
23	ПС 110 кВ Устюжна	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1978	треб. замена	45	47	49
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1988	треб. замена	54	56	58
24	ПС 110 кВ Чагода	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	2003	хорошее	20	22	24
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	2003	хорошее	20	22	24
25	ПС 110 кВ Шексна	110/35/6	Т-1	ТДТН	40	1984	удовлетв.	39	41	43
		110/35/6	Т-2	ТДТН	40	1984	удовлетв.	39	41	43
26	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	Т-1	ТДТН	40	2017	хорошее	6	8	10
		110/35/10	Т-2	ТДТН	40	2017	хорошее	6	8	10
27	ПС 110 кВ Кириллов	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1986	удовлетв.	37	39	41
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1988	удовлетв.	35	37	39
28	ПС 110 кВ Коварзино	110/35/10	Т-2	ТДТН	6,3	1992	удовлетв.	31	33	35
29	ПС 110 кВ Вашки	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1988	удовлетв.	35	37	39
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1991	удовлетв.	32	34	36
30	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/6	Т-1	ТДТН	16	1971	удовлетв.	52	54	56
		110/35/6	Т-2	ТДТН	16	2012	хорошее	11	13	15
31	ПС 110 кВ Мегра	110/10	Т-2	ТДМ	2,5	1979	удовлетв.	44	46	48
32	ПС 110 кВ Антушево	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	2011	хорошее	12	14	16
		110/35/10	Т-2	ТМТН	6,3	2011	хорошее	12	14	16
33	ПС 110 кВ Белозерск	110/10	Т-1	ТДТН	10	1970	хорошее	53	55	57
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1989	хорошее	34	36	38
34	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	2002 (год выпуска 1980)	хорошее	21	23	25
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	2002	хорошее	21	23	25
35	ПС 110 кВ Андома	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	27	29	31
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1996	хорошее	27	29	31
36	ПС 110 кВ Бечевинка	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2007	удовлетв.	16	18	20

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип тр-ра	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, год		
								2023	2025	2027
37	ПС 110 кВ Ферапонтово	110/10	Т-2	ТМ	6,3	1993	хорошее	30	32	34
		110/10	Т-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	27	29	31
38	ПС 110 кВ Никольский Торжок	110/10	Т-1	ТМ	6,3	1993	хорошее	27	29	31
		110/10	Т-2	ТМН	6,3	1996	хорошее	27	29	31
39	ПС 110 кВ Устье	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2009	хорошее	14	16	18
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	2013	отличное	10	12	14
ПО ВЭС										
1	ПС 110 кВ Ананьино	110/35/6	Т-1	ТДТНГ	10	1980 (год выпуска 1962)	удовлетв.	43	45	47
2	ПС 110 кВ Бирюково	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2002	хорошее	22	24	26
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	2002	хорошее	20	22	24
3	ПС 110 кВ Вожега	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1991	хорошее	32	34	36
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1991	хорошее	32	34	36
4	ПС 110 кВ Воробьево	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	1979	удовлетв.	44	46	48
5	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	Т-1	ТДТН	40	1974	отличное	10	12	14
		110/35/10	Т-2	ТДТН	40	1974	удовлетв.	35	37	39
6	ПС 110 кВ Вохтога Р.	110/10	Т-1	ТДН	10	1977	удовлетв.	46	48	50
		110/10	Т-2	ТДН	10	1977	удовлетв.	46	48	50
7	ПС 110 кВ ГДЗ	110/6	Т-1	ТДН	10	1987	удовлетв.	36	38	40
		110/6	Т-2	ТДН	10	1986	удовлетв.	37	39	41
8	ПС 110 кВ Грязовец	110/35/10	Т-1	ТДТН	25	2009	удовлетв.	14	16	18
		110/35/10	Т-2	ТДТН	25	1996	удовлетв.	27	29	31
9	ПС 110 кВ Жерноково	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	1982	удовлетв.	41	43	45
10	ПС 110 кВ Западная	110/35/10/6	Т-1	ТДТН	63	2016	хорошее	7	9	11
		110/35/10/6	Т-2	ТДТН	63	2016	хорошее	7	9	11
11	ПС 110 кВ Кадников	110/10	Т-1	ТДН	10	2006	хорошее	17	19	21
		110/10	Т-2	ТДН	10	2006	хорошее	17	19	21
12	ПС 110 кВ Кипелово Р	110/10	Т-1	ТДН	16	1980	удовлетв.	43	45	47
		110/10	Т-2	ТДН	16	1980	удовлетв.	43	45	47
13	ПС 110 кВ Кубенское	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1986	удовлетв.	37	39	41
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1987	удовлетв.	36	38	40
14	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	Т-1	ТДТН	25	1980	удовлетв.	43	45	47
		110/35/10	Т-2	ТДТН	25	1977	удовлетв.	43	45	47
15	ПС 110 кВ Никольский Погост	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1994	удовлетв.	29	31	33
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1996	удовлетв.	27	29	31
16	ПС 110 кВ Нефедово	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	1985	удовлетв.	38	40	42
17	ПС 110 кВ Новленское	110/10	Т-1	ТДН	10	1989	хорошее	34	36	38
		110/10	Т-2	ТДН	10	1989	хорошее	32	34	36
18	ПС 110 кВ Плоское	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1986	удовлетв.	37	39	41

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип тр-ра	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, год		
								2023	2025	2027
		35/10	Т-2	ТМН	2,5	1986	удовлетв.	37	39	41
19	ПС 110 кВ Пундуга	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1994	удовлетв.	29	31	33
20	ПС 110 кВ Семигородняя	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2005	хорошее	18	20	22
21	ПС 110 кВ Сямжа	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1978	удовлетв.	45	47	49
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1980	удовлетв.	43	45	47
22	ПС 110 кВ Харовск Р	110/35/10	Т-1	ТДТН	25	1996	хорошее	27	29	31
		110/35/10	Т-2	ТДТН	25	1984	хорошее	39	41	43
23	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	Т-1	ТОТRс	40	2010	хорошее	13	15	17
		110/10/6	Т-2	ТОТRс	40	2010	хорошее	15	17	19
24	ПС 110 кВ Чекшино	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1982	удовлетв.	41	43	45
25	ПС 110 кВ Шуйское	110/35/10	Т-2	ТМТН	6,3	1981	удовлетв.	42	44	46
		35/10	Т-1	ТМН	2,5	1983	удовлетв.	40	42	44
26	ПС 110 кВ Ермаково	110/35/10	Т-1	ТДТН	25	2017	хорошее	6	8	10
		110/35/10	Т-2	ТДТН	25	2017	хорошее	6	8	10
27	ПС 110 кВ Ява	110/10	Т-1	ТДН	16	1987	хорошее	39	41	43
		110/10	Т-2	ТДН	16	1987	хорошее	52	54	56
28	ПС 110 кВ Верховажье	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1993	удовлетв.	30	32	34
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1993	удовлетв.	30	32	34
29	ПС 110 кВ Чушевицы	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1990	удовлетв.	33	35	37
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1990	удовлетв.	33	35	37
ПО ВУЭС										
1	ПС 110 кВ Великий Устюг	110/35/6	Т-1	ТДТН	16	1982	удовлетв.	41	43	45
		110/35/6	Т-2	ТДТН	16	1976	удовлетв.	47	49	51
2	ПС 110 кВ Дымково	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	1980	удовлетв.	22	24	26
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1978	удовлетв.	45	47	49
3	ПС 110 кВ Приводино	110/35/10	Т-1	ТМТН	16	2007	хорошее	16	18	20
		110/35/10	Т-2	ТМТН	16	2007	хорошее	16	18	20
4	ПС 110 кВ Кич. Городок	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1980	удовлетв.	43	45	47
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1965	удовлетв.	58	60	62
5	ПС 110 кВ Никольск	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1984	удовлетв.	39	41	43
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	2012	удовлетв.	11	13	15
6	ПС 110 кВ НПС	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	2013	хорошее	10	12	14
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	2013	хорошее	10	12	14
7	ПС 110 кВ Полдарса	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1995	удовлетв.	28	30	32
		110/10	Т-2	ТАМГ	2,5	1965	удовлетв.	58	60	62
8	ПС 110 кВ Усть Алексеево	110/10	Т-1	ТМТН	6,3	2004	удовлетв.	19	21	23
		110/10	Т-2	ТМТН	6,3	1976	удовлетв.	47	49	51
9	ПС 110 кВ Борки	110/6	Т-1	ТДТН	10	1983	большой физ.	40	42	44

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип тр-ра	Ном. мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, год		
								2023	2025	2027
		110/6	Т-2	ТДТНГ	10	1965	износ	58	60	62
10	ПС 110 кВ Сусоловка	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2012	удовлетв.	11	13	15
11	ПС 110 кВ Калинино	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2013 (год выпуска 1969)	удовлетв.	10	12	14
		110/10	Т-2	ТМ	6,3	1980	удовлетв.	43	45	47
12	ПС 110 кВ Зеленцово	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2018	хорошее.	55	57	59
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1990	удовлетв.	33	35	37
13	ПС 110 кВ Вострое	110/10	Т-1	ТАМГ	2,5	1970	удовлетв.	53	55	57
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1988	удовлетв.	35	37	39
14	ПС 110 кВ Тотьма-1	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1968	хорошее	55	57	59
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1995	хорошее	28	30	32
15	ПС 110 кВ Погорелово	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	1980	хорошее	43	45	47
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	1979	хорошее	44	46	48
16	ПС 110 кВ Бабушкино	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	1986	удовлетв.	37	39	41
		110/35/10	Т-2	ТМТН	6,3	1977	удовлетв.	46	48	50
17	ПС 110 кВ Тарнога	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	2014	хорошее	9	11	13
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	2014	хорошее	9	11	13
18	ПС 110 кВ Тотьма-2	110/10	Т-1	ТДН	10	1970	удовлетв.	53	55	57
		110/10	Т-2	ТДН	10	1995	удовлетв.	28	30	32
19	ПС 110 кВ В.Спасский Погост	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1981	удовлетв.	42	44	46
20	ПС 110 кВ Царева	110/10	Т-1	ТМТН	6,3	1987	удовлетв.	38	40	42
21	ПС 110 кВ Власьевская	110/10	Т-1	ТМТ	6,3	1972	удовлетв.	53	55	57
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1997	удовлетв.	24	26	28
22	ПС 110 кВ Ляменьга	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1983	удовлетв.	40	42	44
23	ПС 110 кВ Рослятино	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2013	отличное	10	12	14

Таблица 43. Техническое состояние и возрастная структура абонентских подстанции 110 кВ

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ОАО «РЖД»								
1	ПС 110 кВ Кипелово (Тяговая)	110	2х40	2хТ	1982	41	43	45
2	ПС 110 кВ Туфаново (Тяговая)	110	2х36	2хТ	2006	17	19	21
3	ПС 110 кВ Вохтога (Тяговая)	110	2х40	2хТ	2006	17	19	21
4	ПС 110 кВ Бабаево (Тяговая)	110	3х25	3хТ	2000	23	25	27
5	ПС 110 кВ Уйта (Тяговая)	110	2х40	2хТ	2000	23	25	27
6	ПС 110 кВ Тешемля (Тяговая)	110	2Х16	2хТ	2001	22	24	26
7	ПС 110 кВ Череповец (Тяговая)	110	2х40	2хТ	1982	41	43	45
8	ПС 110 кВ Шексна (Тяговая)	110	2х40	2хТ	1982	41	43	45
9	ПС 110 кВ Вологда (Тяговая)	110	3х40	3хТ	1981	42	44	46
10	ПС 110 кВ Печаткино (Тяговая)	110	2х40	2хТ	1987	36	38	40
11	ПС 110 кВ Грязовец (Тяговая)	110	2х40	2хТ	1980	43	45	47
ПАО «Северсталь»								
12	ПС 110 кВ ГПП-2	110	2х60	2хТ	1973	50	52	54
		110	40	Т	2003	20	22	24
ОАО «Сокольский ДОК»								
13	ПС 110 кВ Сокольский ДОК	110	2х25	2хТ	1979	44	46	48
ООО «Сухонский ЦБК»								
14	ПС 110 кВ Сухонский ЦБК	110	2х16	2хТ	1974	49	51	53
ООО «Энерготранзит Альфа»								
15	ПС 110 кВ ГПП-1 Энерготранзит Альфа	110	2х40	2хТ	1970	53	55	57
МУП г. Череповца «Электросеть»)								
16	ПС 110 кВ ГПП-9	110	2х25	2хТ	2006	17	19	21
		110	2х25	2хТ	2005	18	20	22
17	ПС 110 кВ ИП Череповец	110	2х25	2хТ	2017	6	8	10
АО "Вологдаоблэнерго"								

№	Название ПС	Напряжения, кВ	Мощность, МВА	Кол-во тр-ов	Год ввода	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
18	ПС 110 кВ Индустриальный парк Сокол	110	2х25	2хТ	2014	9	11	13
19	ПС 110 кВ ОМЗ	110	1х40	1хТ	2016	7	9	11
		110	1х40	1хТ	2019	4	6	8
Другие электросетевые компании								
20	ПС 110 кВ ГПП-4 «Северсталь-метиз» (ЧСПЗ)	110	2х63	2хТ	1973	50	52	54
21	ПС 110 кВ Цветочная	110	1х25	1хТ	2020	3	5	7
22	ПС 110 кВ Очистные	110	2х10	2хТ	н/д	-	-	-
23	ПС 110 кВ Новогрязовецкая	110	2х63	2хТ	2009	14	15	16
24	ПС 110 кВ ВБМ	110	2х25	2хТ	1991	22	23	24

Таблица 44. Характеристика и возрастная структура оборудования ЛЭП 220 кВ и выше

Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе, км	Провод		Срок службы, год		
						Марка	Протяженность по цепям, км	2023	2025	2027
ЛЭП 750 кВ:					**334,34**		**334,34**			
ВЛ 750 кВ Калининская АЭС — Белозерская	750	2004		1	180,7	5×АС-300/39	180,7	19	21	23
					(269,5)**		(269,5)**			
ВЛ 750 кВ Белозерская - Ленинградская	750	2018		1	153,64	5×АС-300/39	153,64	5	7	9
					(472,9)**		(472,9)**			
ЛЭП 500 кВ:					**362,322**		**360,69**			
ВЛ 500 кВ Белозерская — Вологодская	500	1987		1	132,162	3×АС-300/39	119,95	36	38	40
						3×АС-300/204	1,55			
			2003			3×АС-300/39	10,29			
ВЛ 500 кВ Белозерская - Череповецкая	500	1987	2003	1	29,79	3×АС-300/39	29,44	36	38	40
ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС — Череповецкая	500	1969		1	87,86	3×АС-400/51	87,86	54	56	58
					(416,8)**	2×АС-500/336	(416,8)**			
ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Вологодская	500	1981		1	112,51	3×АС-400/51	112,51	42	44	46
					(168,1)**		(168,1)**			

Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе, км	Провод		Срок службы, год		
						Марка	Протяженность по цепям, км	2023	2025	2027
ЛЭП 220 кВ:					**1526,54**		**1527,77**			
ВЛ 220 кВ Вологодская — Явенга (Тяговая) с отпайками	220	1989		1	191,46	АС-300/39	76,5	34	36	38
		1975		1			58,9	48	50	52
		1973		2			56,06	50	52	54
		1973		2			2,87*	50	52	54
ВЛ 220 кВ Вологодская — Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол	220	1973		2	119	АС-300/39	56,06	50	52	54
		1988		1			59,98	35	37	39
			1989	2			2,96	34	36	38
		1973		2			2,62×	50	52	54
ВЛ 220 кВ Харовская (Тяговая) — Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (Тяговая)	220	1989		2	80,38	АС-300/39	80,38	34	36	38
				1	(124,44)**		(80,38)**			
				2			0			
							(44,06)**			
				2	1,56*		1,56*			
					(1,56)**		(1,56)**			
ВЛ 220 кВ Явенга (Тяговая) — Коноша	220	1989		1	0,8	АС-300/39	0,8	34	36	38
					(44,65)**		(44,65)**			
КВЛ 220 кВ Вологда-Южная — Ростилово	220	1971	2013	1	53,16	АС-300/39	52,416	52	54	56
				1		АС-300/39	0,744			
КВЛ 220 кВ Пошехонье — Вологда-Южная	220	1966	2013	1	37,962	АС-400/51	0,248	57	59	61
					(102,05)**		(0,248)**			
				2		АС-400/51	37,714			
							(101,802)**			
ВЛ 220 кВ Вологодская — ГПП-2 ВПЗ I цепь	220	1985		2	15,5	АС-300/48	16,26	38	40	42
						АС-400/51	14,7			
, ВЛ 220 кВ Вологодская — ГПП-2 ВПЗ II цепь	220	1985		2	15,5	АС-400/51	14,7	38	40	42
КВЛ 220 кВ Вологодская — Вологда-Южная I цепь	220	1973	2013	1	16,5	2×АС-300/39	0,342	50	52	54
				1		2×АС-300/39	7,316			
			1981	2		2×АС-300/39	8,5			
КВЛ 220 кВ Вологодская — Вологда-Южная II цепь	220	1981		2	16,5	2×АС-300/39	8,482	42	44	46
				1		2×АС-300/39	7,57			
			2013	2		2×АС-300/39	0,29			
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП 11 I цепь	220	1974		2	20,66	АС-240/32	41,32	49	51	53
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП 11 II цепь	220	1974		2	20,66	АС-240/32	41,32	49	51	53

Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе, км	Провод		Срок службы, год		
						Марка	Протяженность по цепям, км	2023	2025	2027
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-11 I цепь	220	1974		2	5,3	АС-240/32	10,6	49	51	53
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-11 II цепь	220	1974		2	5,3	АС-240/32	10,6	49	51	53
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-7 I цепь	220	1992		1	6,7	АСКП-300/39	2,1	31	33	35
				2		АСКП-300/39	4,6			
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-7 II цепь	220	1992		2	6,3	АСКП-300/39	4,6	31	33	35
				1		АСКП-300/39	1,7			
ВЛ 220 кВ РПП-2–ГПП-3 № 1 I цепь с отпайкой на ГПП-3А	220	1969		2	6,5	АС-300/39	12,8	54	56	58
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-3 № 1 II цепь	220	1980		2	6,3			43	45	47
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-3 № 2 I цепь	220	1977		2	6,6	АС-300/39	13,3	46	48	50
ВЛ 220 кВ РПП-2–ГПП-3 № 2 II цепь с отпайкой на ГПП-3А					6,7					
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-5 I цепь	220	1969		2	5,2	АС-240/39	10,4	54	56	58
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-5 II цепь с отпайкой на ГПП-5А					5,2					
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-5 I цепь	220	1974		2	15,6	АС-240/32	31,2	49	51	53
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-5А II цепь										

Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе, км	Провод		Срок службы, год		
						Марка	Протяженность по цепям, км	2023	2025	2027
КВЛ 220 кВ Белозерская — РПП-1	220	1962		1	35,9	АС-400/51	6	61	63	65
		2011	2011	1		АС-400/51	1,1	12	14	16
		2011	2011	2		АС-400/51	28,8	12	14	16
ВЛ 220 кВ Белозерская — ГПП-1	220	2011	2011	2	38,9	АС-400/51	28,4	12	14	16
	220	2011	2011	1		АС-400/51	1,14	12	14	16
	220	1959		1		АС-300/48	5,23	56	66	68
		1969		2		АС-300/48	4,13	56	56	58
ВЛ 220 кВ РПП-2 — ГПП-1	220	1969		2	8,9	АС-400/51	4,1	54	56	58
				1		АС-400/51	0,15			
				2		АС-400/51	4,65			
КВЛ 220 кВ РПП-2 — РПП-1	220	1969		2	4,7	АС-500/64	4,7	54	56	58
ВЛ 220 кВ Пошехонье — Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская	220	1962		1	54,48	АС-400/51	53,32	61	63	65
					(102,65)**	БС-300	(101,49)**			
			1991	2		АС-400/51	1,16			
							(1,16)**			
		1984		1	13,8*	АС-400/51	13,8*	39	41	43
					(13,8)**		(13,8)**			
ВЛ 220 кВ Белозерская — Первомайская	220	1962	1991	2	38,7	АС-400/51	2,31	61	63	65
				1		АС-400/51	6,68			
	220	2011	2011	1		АС-400/51	1,56	12	14	16
	220	2011	2011	2		АС-400/51	28,15	12	14	16
ВЛ 220 кВ Белозерская — Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская	220	2011	2011	2	87,25	АС-400/51	87,25	12	14	16
	220	2011	2011	1	(136,07)**	АС-400/51	(136,07)**	12	14	16
	220	1959		1		АС-300/48		64	66	68
	220	1984		1	13,8*	АС-400/51	13,8*	39	41	43
					(13,8)**		(13,8)**			
КВЛ 220 кВ Череповецкая — РПП-1	220	1984		1	21,3	АС-400/64	4,9	39	41	43
		1972		2		АС-400/51	16,4	51	53	55
ВЛ 220 кВ Череповецкая — РПП-2	220	1972		2	16,4	АС-400/64	16,2	51	53	55
				1		АС-400/51	0,2			
ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 — РПП-2	220	1983		1	10,6	АС-300/39	7,6	40	42	44
		1972		2		АС-300/39	3	51	53	55
ВЛ 220 кВ РПП 2 — ГПП 12 с отпайкой на ГПП-6	220	1972		2	7,7	АС-300/39	3	51	53	55
		1983		1		АС-300/39	0,3	40	42	44
		1972		2		АС-300/39	4,4*	51	53	55

Наименование ВЛ/КВЛ	Напряж., кВ	Год ввода, г.	Год реконстр., г.	Число цепей, шт.	Протяженность по трассе, км	Провод		Срок службы, год		
						Марка	Протяженность по цепям, км	2023	2025	2027
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП 12 с отпайкой на ГПП-6	220	1972		2	19,4	АС-300/39	4,4	51	53	55
		1985		2		АС-300/39	15*	38	40	42
ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 — Череповецкая	220	1985		1	21,3	АС-300/39	21,3	38	40	42
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — РПП-2 №1	220	1976		1	47,7	2×АС-400/51	47,7	47	49	51
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — РПП-2 №2	220	2015		1	48,3	2×АС-400/51	48,3	8	10	12
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — Череповецкая №1	220	1977		1	31,7	2×АС-400/51	31,7	46	48	50
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — Череповецкая №2	220	2015		1	31,9	2×АС-400/51	31,9	8	10	12
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-1 I цепь	220	1975		2	7,15	АС-240/39	14,3	48	50	52
		1978				АСКС-240/32		45	47	49
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-1 II цепь	220	1975		2	7,15	АС-240/39		48	50	52
		1978				АСКС-240/32		45	47	49
ВЛ 220 кВ Белозерская-РПП-2	220	2011		1	23,7	АС-400/51	23,7	12	14	16
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС-Октябрьская	220	н.д.		1	0,6	АС-300/39	0,6	н.д.	н.д.	н.д.
ВЛ 220 кВ Пошехонье-Ростилово	220	н.д.		1	15,51 (84,45)**	АС-400/51	15,51 (84,45)**	н.д.	н.д.	н.д.
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-3 I цепь	220	н.д.		1	5,9	АС-300/39	5,9	н.д.	н.д.	н.д.
ВЛ 220 кВ Череповецкая — ГПП-3 II цепь	220	н.д.		1	5,9	АС-300/39	5,9	н.д.	н.д.	н.д.

** - общая длина ЛЭП, проходящих по территории нескольких субъектов РФ и обслуживаемых ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС

Таблица 45. Характеристика и возрастная структура оборудования ЛЭП 110 кВ

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ВЛ 110 кВ РП Красавино — В.Устюг I цепь	1981	23,14	АС-120	2	удовл.	42	44	46
ВЛ 110 кВ РП Красавино — В.Устюг II цепь	2009	23,14	АС-120	2	удовл	14	16	18
ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино I цепь с отпайкой на ПС Приводино	1970	0,6	АС-95	2	удовл.	53	55	57
	1970	0,12	АС-150	2		53	55	57

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино II цепь с отпайкой на ПС Приводино	1965	1,5	АС-300	2		58	60	62
	1981	36,372	АС-120	2		42	44	46
ВЛ 110 кВ Великий Устюг — Дымково I цепь с отпайкой на ПС Борки	1966	4,1	АС-70	2	удовл.	57	59	61
	2001	1,5	АС-300	2		22	24	26
	2001	0,167	АС-120	2		22	24	26
ВЛ 110 кВ Великий Устюг — Дымково II цепь с отпайкой на ПС Борки	1966	4,1	АС-70	2	удовл.	57	59	61
	2001	1,5	АС-300	2		22	24	26
	2001	0,167	АС-120	2		22	24	26
ВЛ 110 кВ Дымково — Усть Алексеево	1997	10,84	АС-120	2	Хорошее	26	28	30
	2000	37,86	АС-120	2		23	25	27
ВЛ 110 кВ Дымково — Кич.Городок с отпайкой на ПС Усть Алексеево	1966	106,5	АС-70	1	удовл.	57	59	61
ВЛ 110 кВ Полдарса — Вострое	1995	30,5	АС-120	1	Хорошее	28	30	32
ВЛ 110 кВ Дымково — Полдарса	1997	56,86	АС-120	1	Хорошее	26	28	30
ВЛ 110 кВ Кич.Городок — Калинино	1967	44,5	АС-70	1	удовл.	56	58	60
ВЛ 110 кВ Калинино — Никольск	1967	28,4	АС-70	1	удовл.	56	58	60
ВЛ 110 кВ Калинино — Зеленцово	1970	27,8	АС-70	1	удовл.	53	55	57
ВЛ 110 кВ Никольск — Павино	1972	70,4	АС-95	1	удовл.	51	53	55
ВЛ 110 кВ Тарнога — НПС	1981	48,6	АС-95	1	Ухудшенное	42	44	46
ВЛ 110 кВ НПС — Вострое	1988	42,13	АС-120	1	Хорошее	35	37	39
ВЛ 110 кВ Ростилово — Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское	1985	39,24	АС-185/29	1	удовл.	38	40	42
КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — РП ВТЭЦ II цепь с отпайками	1963 1974	11,526 0,743	АС-185/29 АССР 300-Т16 АС-120/19	1	удовл.	37 60	39 62	41 64
КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – ОМЗ I цепь с отпайкой на ПС Вологда (Тяговая)	1980	3,4	АС-120/19	1	удовл.	43	45	47
КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – ОМЗ II цепь с отпайкой на ПС Вологда (Тяговая)	1980	3,4	АС-120/19	1				
ВЛ 110 кВ Ростилово — Грязовец II цепь	1973	12,973	АС-150/24	1	удовл.	50	52	54
ВЛ 110 кВ Воробьево — Шуйское	1984	58,651	АС-95/16	1	удовл.	39	41	43
ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Вожега с отпайками	1971	60,637 0,02 3,885	АС-150/24 АС-150/24 АС-70/11	1		52	54	56
ВЛ 110 кВ Новленское — Нефедово	1977	23,312	АС-120/19	1	удовл.	46	48	50

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — Кубенское с отпайками	1985	38,492	АС-185/29	1	удовл.	38	40	42
	1979	0,986	АС-95/16	1	удовл.	44	46	48
	1963	3,079	АС-185/29	1	удовл.	60	62	64
ВЛ 110 кВ Сокол — Кубенское	1961	47,097	АС-185/29	1	удовл.	62	64	66
ВЛ 110 кВ Сокол — Харовская (Тяговая) с отпайками	1981	85,788	АС-95/16, АС-150/24	1	удовл.	42	44	46
	1981	0,909	АС-150/24	1	удовл.	42	44	46
	2004	2,305	АС-120/19	1	Хорошее	19	21	23
КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – ГПП-1 I цепь	1976	6,3	АС-300/39	1	удовл.	47	49	51
КВЛ 110 кВ Вологда-Южная – ГПП-1 II цепь	1976	6,3	АС-300/39	1	удовл.	47	49	51
КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — Кипелово (Тяговая) с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)	1980	47,006	АС-185/29	1	удовл.	43	45	47
	1980	3,484	АС-185/29	1	удовл.	43	45	47
КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — РП ВТЭЦ I цепь с отпайками	1963 1974	11,528 0,743	ACCR 300-T16, АС-150/24 АС-120/19	1	удовл.	60	62	64
КВЛ 110 кВ Вологда-Южная — Ермаково	1984	8,06	АС-150/24	1	Удовл.	39	41	43
ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)	1984 1980	75,836 3,593	АС-185/29, АС-150/24 АС-185/29	1	Удовл.	43	45	47
КВЛ 110 кВ Вологда -Южная — Западная	1963	14,746	АС-185/29	1	удовл.	60	62	64
ВЛ 110 кВ Сокол — Воробьево с отпайками	1982	56,667	АС-150/24, АС-120/19	1	удовл.	41	43	45
	1979	1,072	АС-95/16	1	удовл.	44	46	48
	1979	1,427	АС-120/19	1	удовл.	44	46	48
ВЛ 110 кВ Сокол – Сухонский ЦБЗ I цепь с отпайкой на ДОЗ-21	1974	7,021	АС-150/19	1	удовл.	49	51	53
ВЛ 110 кВ Сокол – Сухонский ЦБЗ II цепь с отпайкой на ДОЗ-21	1974	7,021	АС-150/19	1	удовл.	49	51	53
ВЛ 110 кВ Грязовец – Тяговая I цепь	1981	2,959	АС-120/19	1	удовл.	42	44	46
ВЛ 110 кВ Грязовец – Тяговая II цепь	1981	2,959	АС-120/19	1	удовл.	42	44	46
ВЛ 110 кВ Биряково — Погорелово	1967	36,05	АС-95/16	1	удовл.	56	58	60
ВЛ 110 кВ РП ВТЭЦ — Центральная II цепь с отпайкой на ПС Восточная	1974	5,821	ACCR 300-T16, ПС-70, АС-120/19	1	удовл.	49	51	53
	1977	0,77	АС-120/19	1	удовл.	46	48	50
ВЛ-110 кВ Сокол — Кадников	1965	18,517	АС-95/16, АС-120/19, АС-150/24	1	удовл.	58	60	62
ВЛ 110 кВ Грязовец — Вохтога (Районная) с	1975	45,146	АС-95/16, АС-150/24	1	удовл.	48	50	52

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
отпайкой на ПС Жернаково	1976	1,036	АС-95/16	1	удовл.	47	49	51
ВЛ 110 кВ Воробьево — Погорелово	1982	64,38	АС-150/24, АС-120/19	1	удовл.	41	43	45
ВЛ 110 кВ Сокол – Очистные I цепь с отпайками	1975 2014	7,814 0,809	АС-240/32, АС-150/24 АС-240	1	удовл.	48	50	52
	1975	0,368	АС-95/16	1	удовл.	48	50	52
ВЛ 110 кВ Сокол – Очистные II цепь с отпайками	1975 2014	7,814 0,809	АС-240/32, АС-150/24 АС-240	1	удовл.	48	50	52
	1975	0,368	АС-95/16	1	удовл.	48	50	52
ВЛ 110 кВ Нефедово — Никольский Торжок	1985	0,931	АС-120/19	1	удовл.	38	40	42
ВЛ 110 кВ РП ВТЭЦ — Центральная I цепь с отпайкой на ПС Восточная	1974	5,821	АССР 300-Т16, ПС-70, АС-120/19	1	удовл.	49	51	53
	1977	0,77	АС-120/19	1	удовл.	46	48	50
ВЛ 110 кВ Сокол – Печаткино (т) I цепь	1982	8,313	АС-120/19, АС-240/39	1	удовл.	41	43	45
ВЛ 110 кВ Сокол – Печаткино (т) II цепь	1982	8,313	АС-120/19, АС-240/39	1	удовл.	41	43	45
ВЛ 110 кВ Ростилово — Грязовец I цепь	1973	12,973	АС-150/24	1	удовл.	50	52	54
ВЛ 110 кВ Сямжа — Чушевицы	1989	51,46	АС-120/19	1	Хорошее	34	36	38
ВЛ 110 кВ Явенга (Тяговая) — Вожега	1990	20,31	АС-120/19	1	Хорошее	33	35	37
ВЛ 110 кВ Сокол — Биряково	1967	98,513	АС-95/1, АС-150/24	1	удовл.	56	58	60
ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Сямжа с отпайкой на ПС Харовск	1979	53,746	АС-95/1, АС-150/24	1	удовл.	44	46	48
	1981	0,508	АС-150/24	1	удовл.	42	44	46
ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Никольский Погост	1993	16,067	АС-120/19	1	Хорошее	30	32	34
ВЛ 110 кВ Кубенское — Новленское	1985	30,468	АС-120/19	1	удовл.	38	40	42
ВЛ 110 кВ Кириллов — Никольский Торжок I цепь с отпайками	1986	25,4	АС-120/19	2	Хорошее	37	39	41
ВЛ 110 кВ Кириллов — Никольский Торжок II цепь с отпайками	1986	25,4	АС-120/19	2	Хорошее	37	39	41
ВЛ 110 кВ Восточная — Андома с отпайкой на ПС Устье	1996	33,33	АС-120/19	1	Хорошее	27	29	31
ВЛ 110 кВ Петринево — Антушево с отпайкой на	1989	64,5	АС-120/19	1	Хорошее	34	36	38

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ПС Бечевинка								
ВЛ 110 кВ Белоусово — Восточная I цепь	1996	9,83	АС-120/19	2	Хорошее	27	29	31
ВЛ 110 кВ Белоусово — Восточная II цепь	1996	9,83	АС-120/19	2	Хорошее	27	29	31
ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово I цепь с отпайками	1989	61,5	АС-120/19	2	Хорошее	34	36	38
ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово II цепь с отпайками	1989	61,5	АС-120/19	2	Хорошее	34	36	38
ВЛ 110 кВ Антушево — Белозерск	1984	19,2	АС-120/19	1	Хорошее	39	41	43
ВЛ 110 кВ Кириллов — Белозерск	1977	40,5	АС-150/24	1	Хорошее	46	48	50
ВЛ 110 кВ Нефедово — Никольский Торжок	1976	24,7	АС-150/25	1	Хорошее	47	49	51
ВЛ 110 кВ Тарнога — Заячерецкая с отпайкой на ПС В. Спасский Погост	1980	71,06	АС-95	1	удовл.	43	45	47
ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Бабушкино	1970	33,41	АС-95	1	удовл.	53	55	57
ВЛ 110 кВ Рослятино — Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга	1972	44,8	АС-70	1	удовл.	51	53	55
ВЛ 110 кВ Бабушкино — Рослятино	1971	66,7	АС-95	1, 2	удовл.	52	54	56
ВЛ 110 кВ Тарнога — Власьевская	1970	36,1	АС-95	1	удовл.	53	55	57
ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Власьевская	1970	64,15	АС-95	1	удовл.	53	55	57
ВЛ 110 кВ Воробьево — Погорелово	1980	11,32	АС-150	1	удовл.	43	45	47
ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	1983	56	АС-95	1	удовл.	40	42	44
ВЛ-110 кВ Сямжа-Чушевицы	1989	23,41	АС-120	1, 2	удовл.	34	36	38
ВЛ 110 кВ Погорелово — Тотьма-2	1995	71,34	АС-300, АС-185	1, 2	удовл.	28	30	32
ВЛ 110 кВ Чушевицы — Верховажье	1994	43,13	АС-120	1	удовл.	29	31	33
ВЛ 110 кВ Погорелово — Тотьма-1 с отпайкой на ПС Царева	1967	53,12	АС-95	1	удовл.	56	58	60
	1983	1,8	АС-95	1	удовл.	40	42	44
ВЛ 110 кВ Тотьма-1 — Тотьма-2	1970	8,4	АСО-240, АС-95	1, 2	удовл.	53	55	57
ВЛ 110 кВ Биряково — Погорелово	1967	12,95	АС-95	1, 2	удовл.	56	58	60
ВЛ 110 кВ Октябрьская — Бабаево с отпайкой на ПС Заполье	1970	75,99	АС-120/19	2	удовл.	53	55	57
ВЛ 110 кВ Бабаево — Бабаево (Тяговая)	2002	5,31	АС-120/19		удовл.	21	23	25
ВЛ 110 кВ Зашекснинская – Батран I цепь	1990	34,9	АС-150/24	2	удовл.	33	35	37
ВЛ 110 кВ Зашекснинская – Батран II цепь	1990	34,9	АС-150/24		удовл.	33	35	37
ВЛ 110 кВ Петринево — Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка	1972	36	АС-120/19, АС-95/16	1	удовл.	51	53	55
ВЛ 110 кВ РПП-1 – Цветочная	2020	1,16	АПвПу2г 1*240 (гж)/120-64/110 кВ	1	хор	3	5	7
КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС — ГПП-1 I цепь	2021	2,104	Avatok ACCC 380/47	2	хор	1	3	5
КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС — ГПП-1 II цепь	2021	2,104	Avatok ACCC 380/47		Хор	1	3	5
КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС — ГПП-4 I цепь	2021	0,919	АС-150/19	2	Хор	1	3	5
КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС — ГПП-4 II цепь	2021	0,919	АС-150/19		хор	1	3	5

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-3 1 цепь,	1969	3,6	АСО-300/39	2	удовл.	54	56	58
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-3 2 цепь	1969	3,6	АСО-300/39		удовл.	54	56	58
КВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь	1969	3,8	АСО-300/39	2	удовл.	54	56	58
КВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь	1969	3,8	АСО-300/39		удовл.	54	56	58
ВЛ 110 кВ Октябрьская — Суда I цепь с отпайкой на ПС Кадуй	1978	30,04	АС-150/24, АС-120/19	2	удовл.	45	47	49
ВЛ 110 кВ Октябрьская — Суда II цепь с отпайкой на ПС Кадуй	1978	30,04	АС-150/24, АС-120/19		удовл.	45	47	49
ВЛ 110 кВ Кипелово (Тяговая) — Шексна	1984	21,66	АС-185, АС-150	1	удовл.	39	41	43
ВЛ 110 кВ РПП-1 — ГПП-1 I цепь с отпайками	1963	4,6	АС-240/39, АСК-185/29	2	удовл.	60	62	64
ВЛ 110 кВ РПП-1 — ГПП-1 II цепь с отпайками	1963	4,6	АС-240/39, АСК-185/29		удовл.	60	62	64
ВЛ 110 кВ Суда — Коротово	1976	35,03	АС-150/24	1	удовл.	47	49	51
ВЛ 110 кВ РПП-1 — Петринево I цепь с отпайками	1972	42,69	АС-120/19, АС-70/11	2	удовл.	51	53	55
ВЛ 110 кВ РПП-1 — Петринево II цепь с отпайками	1972	42,69	АС-120/19, АС-70/11		удовл.	51	53	55
ВЛ 110 кВ Бабаево — Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая)	2000	65,05	АС-300/48, АС-120/19	1	удовл.	23	25	27
ВЛ 110 кВ Устюжна — Покровское	1982	59,2	АС-95/16	1	удовл.	41	43	45
ВЛ 110 кВ Поселковая-1	1978	1,3	АС-120/19	2	удовл.	45	47	49
ВЛ 110 кВ Поселковая-2	1978	1,3	АС-120/19		удовл.	45	47	49
ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда I цепь с отпайками	1975	33,9	АС-120/19, АС-70/11	2	удовл.	48	50	52
ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда II цепь с отпайками	1975	33,9	АС-120/19, АС-70/11		удовл.	48	50	52
ВЛ 110 кВ Шексна – Шексна (тяговая) I цепь	1983	4,2	АС-120/19	2	удовл.	40	42	44
ВЛ 110 кВ Шексна – Шексна (тяговая) II цепь	1983	4,2	АС-120/19		удовл.	40	42	44
ВЛ 110 кВ Октябрьская — Уйта (Тяговая)	2002	21,6	АС-120/19	2	удовл.	21	23	25
ВЛ 110 кВ Бабаево (Тяговая) — Уйта (Тяговая)	2002	50,7	АС-120/19		удовл.	21	23	25
ВЛ 110 кВ Коротово — Устюжна с отпайкой на ПС Желябово	1978	65,3	АС-120/19	1	удовл.	45	47	49
ВЛ 110 кВ Чагода — Анисимово	1980	17,01	АС-95/16	2	Хорошее	43	45	47
ВЛ 110 кВ Ефимовская — Анисимово с отпайкой на ПС Сомино	1980	14,21	АС-95/16		удовл.	43	45	47
ВЛ 110 кВ Чагода — Покровское с отпайкой на ПС Избоищи	1982	46,1	АС-95/16	1	удовл.	41	43	45
ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна I цепь с отпайками	1979	58,16	АС-120/19, АС-185/29	2	удовл.	44	46	48
ВЛ 110 кВ РПП-1 — Шексна II цепь с отпайками	1979	58,16	АС-120/19, АС-185/29		удовл.	44	46	48
ВЛ 110 кВ Чагода – Стеклозавод I цепь	2008	10,2	АС-120/19	2	Хорошее	15	17	19

Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Физическое состояние	Срок службы, год		
						2023	2025	2027
ВЛ 110 кВ Чагода – Стеклозавод II цепь	2008	10,2	АС-120/19		Хорошее	15	17	19
ВЛ 110 кВ Зашекснинская – Южная I цепь	2016	4,296	АС-240/32	2	Хорошее	7	9	11
ВЛ 110 кВ Зашекснинская – Южная II цепь	2016	4,296	АС-240/32		Хорошее	7	9	11
ВЛ 110 кВ Кипелово (Тяговая) — Шексна	1961	22,949	АС-185/29, АС-150/24	1	удовл.	62	64	66

II–14. Основные внешние электрические связи энергосистемы Вологодской области, с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений

Энергосистема Вологодскаяой области имеет электрические связи с энергосистемами Тверской, Костромской и Ярославской областей ОЭС Центра, энергосистемами г. Санкт Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Архангельской области и Ненецкого автономного округа и Республики Карелия ОЭС Северо-Запада и энергосистемой Кировской области ОЭС Урала.

Основная часть электроэнергии, поступающая из-за пределов области, передается:

- по двум ВЛ 500 кВ: ВЛ 500 кВ Костромская АЭС — Вологодская и ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС -Череповецкая;
- по двум ВЛ 750 кВ: ВЛ 750 кВ Калининская АЭС — Белозерская и ВЛ 750 кВ Белозерская — Ленинградская.

Часть электроэнергии поступает в область по линиям 220-110 кВ из энергосистем г. Санкт Петербурга и Ленинградской области, Костромской, Ярославской областей. Электрические связи 110 кВ и выше с энергосистемами Ярославской, Костромской, Тверской, Кировской областей, Республики Карелия, Архангельской области и Ненецкого автономного округа и г. Санкт Петербурга и Ленинградской области.

Энергосистема Вологодскаяой области имеет электрическую связь с энергосистемой Новгородской области по сети 35 кВ.

Поименный перечень ВЛ напряжением 110 кВ и выше и количество ВЛ напряжением 110 кВ, обеспечивающих внешние связи энергосистемы Вологодской области, представляются в таблице 46.

Таблица 46. Внешние электрические связи энергосистемы Вологодской области

№	Наименование объекта	Протяженность, км
	С энергосистемой г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области	
1.	ВЛ 750 кВ Белозерская-Ленинградская	472,9
2.	ВЛ 110 кВ Бабаево — Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Подборовская)	65,05
3.	ВЛ 110 кВ Ефимовская — Анисимово с отпайкой на ПС Сомино (ВЛ 110 кВ Чагодощенская 2)	49,9
4.	ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская 2)	142,8
5.	ВЛ 110 кВ Подпорожская — Белоусово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская 1)	142,8
	С энергосистемой Костромской области	
1.	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС — Вологодская	168,1
2.	ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) — Вохтога (тяговая)	47,8
3.	ВЛ 110 кВ Никольск — Павино	70,4
	С энергосистемой Тверской области	
1.	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС — Белозерская	269,5
2.	ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС — Череповецкая	416,8
	С энергосистемой Ярославской области	
1.	ВЛ 220 кВ Белозерская — Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская	136,07

№	Наименование объекта	Протяженность, км
2.	КВЛ 220 кВ Пошехонье — Вологда-Южная	102,05
3.	ВЛ 220 кВ Пошехонье — Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская	102,65
4.	ВЛ 220 кВ Пошехонье — Ростилово	84,45
5.	ВЛ 110 кВ Ростилово – Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское (ВЛ 110 кВ Ростилово – Скалино).	39,24
С энергосистемой Архангельской области и Ненецкого автономного округа		
1.	ВЛ 220 кВ Харовская (тяговая) — Коноша с отпайкой на ПС Кадниковский (тяговая)	124,44
2.	ВЛ 220 кВ Явенга (тяговая) — Коноша	44,65
3.	ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	56
4.	ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино I цепь с отпайкой на ПС Приводино	38,94
5.	ВЛ 110 кВ Заовражье — РП Красавино II цепь с отпайкой на ПС Приводино	38,24
6.	ВЛ 110 кВ Тарнога — Заячерецкая с отпайкой на ПС В. Спасский Погост	71,06
7.	ВЛ 110 кВ Савватия — Сусоловка	25,4
С энергосистемой Республики Карелия		
1.	ВЛ 110 кВ Каршево — Андома (Л-141)	50,9
С энергосистемой Кировской области		
1.	ВЛ 110 кВ Луза — Сусоловка	26,83

II–15. Единый топливно-энергетический баланс Вологодской области за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД

Топливно-энергетические балансы Вологодской области за 2020 год составлены в соответствии с порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600.

Балансы составлены в форме сводных таблиц на основании однопродуктовых энергетических балансов.

Этапы составления баланса:

1. этап - сбор данных из отчетов по формам федерального статистического наблюдения.

2. этап – сравнительный анализ одноименных данных разных форм федеральной статистической отчетности и определение основных причин расхождений.

3. этап – объединение данных однопродуктовых балансов в единый топливно-энергетический баланс, отражающий данные в единых энергетических единицах.

1. СБОР ДАННЫХ ИЗ ОТЧЕТОВ ПО ФОРМАМ ФЕДЕРАЛЬНОГО СТАТИСТИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ

Для составления топливно-энергетического баланса Вологодской области за 2020 год в соответствии с запросом в территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Вологодской области (Вологдастат) предоставлена официальная статистическая информация, а именно:

- Данные по ввозу на территорию Вологодской области энергетических ресурсов за 2020 год (без микропредприятий).

- Использование топливно-энергетических ресурсов на отдельные виды продукции, работ (услуг) в 2020 году (по организациям, не относящимся к субъектам малого предпринимательства).
- Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива, тепловой энергии и использовании отработанных нефтепродуктов за 2020 год (по организациям, не относящимся к субъектам малого предпринимательства).
- Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2020 год по видам экономической деятельности (с учетом соблюдения конфиденциальности первичной информации, по организациям, не относящимся к субъектам малого предпринимательства).
- Сводные таблицы по форме 6-ТП.
- Сводные данные по балансу электрической энергии.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЭНЕРГИИ НА ПРОИЗВОДСТВО ПРОМЫШЛЕННОЙ ПРОДУКЦИИ, НЕОБХОДИМОГО АГРЕГИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ВИДАМ ТОПЛИВА

На основании анализа данных потребления энергии по основным секторам промышленности для отражения в балансе выделены следующие виды продукции, произведенной на территории области:

Электроэнергия, произведенная на электростанциях.

Тепловая энергия, произведенная на электростанциях.

Тепловая энергия, произведенная на котельных.

Тепловая энергия, произведенная на электрокотельных и тепло-утилизационных установках.

Собственные нужды.

Потери энергии при распределении.

Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство.

Агломерат железорудный.

Чугун.

Сталь.

Прокат готовый.

Трубы стальные.

Кокс и полукокс из каменного угля, бурого угля (лигнита) или торфа, уголь ретортный.

Аммиак синтетический.

Удобрения калийные минеральные или химические (в пересчете на 100% калия).

Удобрения фосфорные минеральные или химические (в пересчете на 100% фосфора).

Удобрения азотные минеральные или химические (в пересчете на 100% азота).

Пластмассы в первичных формах.

Лесоматериалы необработанные.

Лесоматериалы, продольно распиленные или расколотые, разделенные на слои или лущеные, толщиной более 6 мм; шпалы железнодорожные или трамвайные деревянные, непропитанные.

Фанера, панели деревянные фанерованные и аналогичные материалы слоистые из древесины прочие.

Плиты древесноволокнистые твердые из древесины или других одревесневших материалов.

Плиты древесностружечные и аналогичные плиты из древесины или других одревесневших материалов.

Целлюлоза древесная и целлюлоза из прочих волокнистых материалов.

Бумага и картон.

Пески природные; гранулы, крошка и порошок; галька, гравий.

Кирпич керамический неогнеупорный строительный.

Кирпич строительный (включая камни) из цемента, бетона или искусственного камня.

Блоки стеновые силикатные; изделия аналогичные из цемента, бетона или искусственного камня.

Смеси асфальтобетонные дорожные, аэродромные и асфальтобетон (горячие, холодные).

Блоки и прочие изделия сборные строительные для зданий и сооружений из цемента, бетона или искусственного камня.

Конструкции и детали конструкций из черных металлов.

Мебель.

Изделия трикотажные или вязаные; одежда верхняя трикотажная или вязаная; изделия бельевые трикотажные или вязаные, включая изделия для детей младшего возраста.

Обувь.

Мясо и субпродукты.

Сыры и продукты сырные.

Кондитерские изделия.

Изделия хлебобулочные.

Изделия колбасные, включая изделия колбасные для детского питания.

Молоко, молочные и кисломолочные продукты.

Мука из зерновых культур, овощных и других растительных культур; смеси из них.

Масло сливочное и пасты масляные.

Алкогольная продукция (без пива и напитков на его основе).

Комбикорма.

Подъем и подача воды.

Работа тракторов.

Прочая промышленность.

Строительство

Железнодорожный транспорт.

Трубопроводный транспорт.

Автомобильный транспорт.

Прочий транспорт и связь.

Сфера услуг.

Население.

Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели.

Направления использования – электротяга поездов РЖД, работа тепловозов и дизель-поездов, эксплуатационные нужды РЖД объединены в строку «Железнодорожный транспорт».

Направления использования – работа судов речного флота, электротяга трамваев, электротяга троллейбусов объединены в строку «Прочий транспорт».

Всего выделено 56 направлений потребления энергии.

Баланс состоит из девяти групп данных об отдельных видах энергетических ресурсов, которые формируются на основе однопродуктовых энергетических балансов.

В строке баланса «Вывоз» учитываются данные о количестве всех энергетических ресурсов, вывозимых с территории Вологодской области. Кроме того, во избежание двойного учета в эту строку включена информация из графы «отпущено (продано) за отчетный год другим предприятиям и организациям» формы №4-ТЭР «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива, тепловой энергии и использовании отработанных нефтепродуктов».

3. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОДНОИМЕННЫХ ДАННЫХ РАЗНЫХ ФОРМ ОТЧЕТНОСТИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН РАСХОЖДЕНИЙ, СПОСОБОВ ВЗАИМНОЙ УВЯЗКИ ДАННЫХ И ОТБОР ДАННЫХ

На территории Вологодской области используются пять групп топлива, в том числе:

1. Уголь.
2. Сырая нефть.
3. Нефтепродукты.
4. Природный газ.
5. Прочие твердые топлива.

3.1 Уголь

В графу баланса «Уголь» включаются данные об угле, сланцах, угольном концентрате, коксе металлургическом, коксике и коксовой мелочи, продуктах переработки угля, отходящих газах, в том числе газе горючем искусственном доменном, газе горючем искусственном коксовом.

3.2 Сырая нефть

В графу баланса «Сырая нефть» включаются данные о нефти, включая газовый конденсат.

3.3 Нефтепродукты

В графу баланса «Нефтепродукты» включаются данные о нефтепродуктах, в том числе газе нефтеперерабатывающих предприятий сухом, газе сжиженном, автомобильном и авиационном бензине, керосинах, дизельном топливе, мазуте топочном, топливе печном бытовом, мазуте флотском, газотурбинном и моторном топливе.

3.4 Природный газ

В графу баланса «Природный газ» включаются данные о газе газовых и газоконденсатных месторождений и попутном газе нефтяных месторождений, а также метане, улавливаемом в угольных шахтах, и газе сточных вод.

3.5 Прочее твердое топливо

В графу баланса «Прочее твердое топливо» включаются данные о видах твердого топлива, в том числе о торфе, торфяных топливных брикетах и полубрикетах, дровах для отопления, твердых бытовых и промышленных отходах.

3.6 Гидроэнергия и НВИЭ

В графу баланса «Гидроэнергия и НВИЭ» включаются данные об электрической энергии, произведенной на установках, использующих в качестве первичных ресурсов нетрадиционные и возобновляемые энергетические ресурсы, в том числе на гидравлических, геотермальных, солнечных, ветроэлектрических установках. По Вологодской области отсутствуют.

3.7 Атомная энергия

В графу баланса «Атомная энергия» включаются данные об электрической и тепловой энергии, произведенной на атомных электростанциях. По Вологодской области - отсутствуют.

3.8 Электрическая энергия

В графу баланса «Электрическая энергия» включаются данные об электрической энергии, произведенной на электростанциях.

3.9 Тепловая энергия

В графу баланса «Тепловая энергия» включаются данные о тепловой энергии, произведенной тепловыми и атомными электростанциями, котельными, утилизационными установками, а также получаемой из геотермальных источников, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и предназначенной для потребления потребителями тепловой энергии.

4. ОБЪЕДИНЕНИЕ ДАННЫХ ОДНОПРОДУКТОВЫХ БАЛАНСОВ В ЕДИНЫЙ ТОПЛИВНО – ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

Единый топливно-энергетический баланс (ЕТЭБ) Вологодской области соответствует требованиям приказа Министерства энергетики РФ от 14.12.2011 года № 600 «Об утверждении порядка составления топливно – энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований». Баланс составлен на основе однопродуктовых энергетических балансов в форме таблицы, отражающей данные в единых энергетических единицах по образцу согласно приложению №1 к указанному порядку.

ЕТЭБ состоит из трех блоков: ресурсы, преобразование ресурсов и конечное потребление.

Первый блок – ресурсы: включает производство первичных энергоресурсов, ввоз-вывоз и изменение запасов.

Второй блок – преобразование одних энергоресурсов в другие: в нем определяются баланс электро- и теплоэнергетики, суммарного потребления первичных ресурсов и производства электрической и тепловой энергии.

Третий блок – конечное потребление энергоносителей в различных секторах и отраслях экономики.

Интеграция балансов производства и потребления отдельных энергоносителей позволяет:

1. Отразить полноту взаимосвязей разных систем энергоснабжения и энергопотребления, учесть меру их взаимной дополняемости и заменяемости и тем самым повысить надежность прогнозирования параметров энергопотребления в отраслях и секторах экономики.

2. Отразить все важнейшие энергетические связи и пропорции в одной таблице, роль отдельных энергоресурсов в энергетическом балансе региона и роль отдельных секторов региона в потреблении отдельных энергоресурсов.

Общее потребление энергетических ресурсов Вологодской областью в 2020 году составило 24 426 315 т.у.т. (статистическое расхождение менее 0,24 %).

Основные потребители энергетических ресурсов:

- Обрабатывающие производства - 59,37%;
- Транспорт и хранение - 11,35%;
- Производство электрической энергии - 11,22%;
- Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели - 10,44%;
- Население – 9,15%.

Таблица 47. Единый топливно-энергетический баланс Вологодской области за 2020 год (ту.т.)

Параметр	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	0	0,0	0	0	-	-	0
Ввоз	2	4 805 276	0	629 643	15 356 929	322 867,1	0	0	1 342 211	-	22 456 927
Вывоз	3	0	0	0	0	-18 629	0	0	-821 343	-	-839 972
Изменение запасов	4	232 901	0	94 960	34	8 630	0	0	0,0	-	336 525
Потребление первичной энергии	5	5 038 178	0	724 603	15 356 963	312 868	0	0	1 658 843	1 637 577	24 729 032
Статистическое расхождение	6	-67 232	0	-145 143	-851 753	33 414	0	0	24 006	743 223	-263 485
Производство электрической энергии	7	-1 166 286	0	-147	-2 731 501	71 366	0	0	1 137 975	18785,77	-2 669 808
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	-47 383	0	-80 960	-2 068 704	-93	0	0	-5561,937	1 637 577	-565 125
теплоэлектростанции	8.1	-6 173	0	-80	-1 118 334	0	0	0	-1115,364	774 348	-351 355
котельные	8.2	-41 210	0	-80 880	-950 370	-93	0	0	-4446,573	863 975	-213 024
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	9	0	0	0	0	0	0	0	-173 623	-171 676	-345 299
Потери при передаче	10	0	0	0	0	0	0	0	-67 303	-141 074	-208 376
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	4 970 946	0	579 460	14 505 209	346 282	0	0	1 682 849	2 380 801	24 465 547
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	451,584	0	67 583	31 988	30 804	0	0	35 891	36 486	203 204
Добыча полезных ископаемых	13	0	0	38	0	0	0	0	0	0	38
Обрабатывающие производства	14	4 681 651	0	96 809	6 391 536	151 691	0	0	1 243 456	1 981 452	14 546 596

Параметр	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	0	0	2 257	2 828	116	0	0	н/д	3 042	8 244
Строительство	17	0	0	100 925	316	0	0	0	9 348	2 039	112 628
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	18	0	0	207 427	1 698 258	1 119	0	0	н/д	13 202	1 920 005
Транспорт и хранение	19	1469,184	0	58 206	2 338 882	2 771	0	0	167 477	27 575	2 596 380
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	20	0	0	25	0	0	0	0	н/д	739	764
Деятельность в области информации и связи	21	0	0	1 358	505	353	0	0	н/д	2 746	4 963
Деятельность финансовая и страховая	22	0	0	918	0	0	0	0	н/д	2 193	3 112
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	23	0	0	958	270	0	0	0	н/д	6 543	7 771
Деятельность профессиональная, научная и техническая	24	0	0	1 242	276	6 533	0	0	н/д	29 667	37 718

Параметр	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	**25**	**0**	**0**	**1 090**	**122**	**0**	**0**	**0**	**н/д**	**679**	**1 891**
Население	**26**	**73 157**	**0**	**23 491**	**1 765 388**	**78 868**	**0**	**0**	**156 948**	**200 203**	**2 298 056**
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	70 041	**0**	8 660	1 757 630	**71 366**	0	0	н/д	90 951	1 998 647
Образование	26.1	0	**0**	1 927	3 287	**2 052**	0	0	н/д	42 412	49 678
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	752	**0**	4 943	2 143	**1 224**	0	0	н/д	33 410	42 471
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	24	**0**	592	1 039	**2 608**	0	0	н/д	12 337	16 600
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	2 341	**0**	7 068	1 123	**1 619**	0	0	н/д	20 096	32 246

Параметр	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Предоставление прочих видов услуг	26.5	0	**0**	301	167	**0**	0	0	н/д	997	1 466
Прочие виды экономической деятельности	**27**	**3 628**	**0**	**12 910**	**3 677**	**9 674**	**0**	**0**	**69 729**	**74 233**	**173 850**
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	**28**	**210 588**	**0**	**4 224**	**2 271 162**	**64 352**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 550 327**

Таблица 48. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Уголь 2020 год.

Параметр	Номер строк баланса	Уголь т.у.т.	Уголь тонн
		т у.т.	тонн
Производство энергетических ресурсов	1	0	0
Ввоз	2	4 805 276	6 256 870
Вывоз	3	0	0
Изменение запасов	4	232 901	303 257
Потребление первичной энергии	5	5 038 178	6 560 127
Статистическое расхождение	6	-67 232	-87 542
Производство электрической энергии	7	-1 166 286	-1 518 602
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	-47 383	-61 697
теплоэлектростанции	8.1	-6 173	-8 038
котельные	8.2	-41 210	-53 659
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0	0
Собственные нужды	9	0	0
Потери при передаче	10	0	0
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	4 970 946	6 472 585
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	451,584	588
Добыча полезных ископаемых	13	0	0
Обрабатывающие производства	14	4 681 651	6 095 900
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	0	0

Параметр	Номер строк баланса	Уголь т.у.т.	Уголь тонн
		т у.т.	тонн
Строительство	**17**	**0**	**0**
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	**18**	**0**	**0**
Транспорт и хранение	**19**	**1469,184**	**1 913**
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	**20**	**0**	**0**
Деятельность в области информации и связи	**21**	**0**	**0**
Деятельность финансовая и страховая	**22**	**0**	**0**
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	**23**	**0**	**0**
Деятельность профессиональная, научная и техническая	**24**	**0**	**0**
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	**25**	**0**	**0**
Население	**26**	**73 157**	**95 257**
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	70 041	**91 199**
Образование	26.1	0	**0**
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	752	**979**
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	24	**31**

Параметр	Номер строк баланса	Уголь т.у.т.	Уголь тонн
		т у.т.	тонн
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	2 341	**3 048**
Предоставление прочих видов услуг	26.5	0	**0**
Прочие виды экономической деятельности	**27**	**3 628**	**4 724**
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	**28**	**210 588**	**274 203**

Таблица 49. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Нефтепродукты 2020 год

Параметр	Номер строк баланса	Нефте-продукты всего	Бензин		Топливо дизельное		Мазут топочный	
		тут	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.
Производство энергетических ресурсов	1	0						
Ввоз	2	629 643	178 295	265 660	248 807	360 771	2 247	3 213
Вывоз	3	0						
Изменение запасов	4	94 960	73 181	109 039	-21 971	-31 858	12 433	17 779
Потребление первичной энергии	5	724 603	251 476	364 640	226 836	337 986	14 679	20 111

Параметр	Номер строк баланса	Нефте-продукты всего	Бензин		Топливо дизельное		Мазут топочный	
		тут	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.
Статистическое расхождение	6	-145 143	-145 032	-206 040	61 157	79 605	-12 291	-16 840
Производство электрической энергии	7	-147				-32		-79
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	-80 960		-18 143	0	-2	0	-5 197
теплоэлектростанции	8.1	-80						-80
котельные	8.2	-80 880		-18 143		-2		-5 117
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0						
Собственные нужды	9	0						
Потери при передаче	10	0						
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	579 460	106 444	158 600	287 993	417 591	2 388	3 271
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	67 583	4 973	7 410	41 499	60 174		
Добыча полезных ископаемых	13	38	26	39		0		
Обрабатывающие производства	14	96 809	6 004	8 946	60 595	87 863		
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	2 257	380	566	1 166	1 691		

Параметр	Номер строк баланса	Нефте-продукты всго	Бензин		Топливо дизельное		Мазут топочный	
		тут	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.
Строительство	17	100 925	2 691	4 009	66 838	96 916		
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	18	207 427	69 130	103 004	72 016	104 423		
Транспорт и хранение	19	58 206	3 415	5 088	36 633	53 118		
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	20	25	17	25				
Деятельность в области информации и связи	21	1 358	783	1 167	132	191		
Деятельность финансовая и страховая	22	918	304	453	321	465		
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	23	958	454	676	194	282		
Деятельность профессиональная, научная и техническая	24	1 242	627	934	212	308		
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	25	1 090	388	578	353	512		
Население	26	23 491	10 393	15 486	3 846	5 576	1 774	2 430
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	8 660	1 828	2 724	2 418	3 506	1 774	2 430

Параметр	Номер строк баланса	Нефте-продукты всго	Бензин		Топливо дизельное		Мазут топочный	
		тут	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.	тонн	т у.т.
Образование	26.1	1 927	771	1 149	537	779		
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	4 943	3 069	4 573	255	370		
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	592	288	430	112	162		
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	7 068	4 296	6 401	460	667		
Предоставление прочих видов услуг	26.5	301	141	209	64	92		
Прочие виды экономической деятельности	**27**	**12 910**	**6 785**	**10 110**	**1 931**	**2 800**		
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	**28**	**4 224**	**74**	**110**	**2 257**	**3 273**	**614**	**841**

Таблица 50. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Сырая нефть 2020 год.

Параметр	Номер строк баланса	Сырая нефть	
		т у.т.	тонн
Производство энергетических ресурсов	1	0	0
Ввоз	2	0	0
Вывоз	3	0	0
Изменение запасов	4	0	0
Потребление первичной энергии	5	0	0
Статистическое расхождение	6	0	0
Производство электрической энергии	7	0	0
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	0	0
теплоэлектростанции	8.1	0	0
котельные	8.2	0	0
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0	0
Собственные нужды	9	0	0
Потери при передаче	10	0	0
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	0	0
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	0	0
Добыча полезных ископаемых	13	0	0
Обрабатывающие производства	14	0	0

Параметр	Номер строк баланса	Сырая нефть	
		т у.т.	тонн
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	0	0
Строительство	17	0	0
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	18	0	0
Транспорт и хранение	19	0	0
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	20	0	0
Деятельность в области информации и связи	21	0	0
Деятельность финансовая и страховая	22	0	0
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	23	0	0
Деятельность профессиональная, научная и техническая	24	0	0
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	25	0	0
Население	26	0	0

Параметр	Номер строк баланса	Сырая нефть	
		т у.т.	тонн
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	**0**	**0**
Образование	26.1	**0**	**0**
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	**0**	**0**
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	**0**	**0**
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	**0**	**0**
Предоставление прочих видов услуг	26.5	**0**	**0**
Прочие виды экономической деятельности	**27**	**0**	**0**
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	**28**	**0**	**0**

Таблица 51. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Природный газ 2020 год

Параметр	Номер строк баланса	Газ природный и попутный	
		т у.т.	тыс. м куб.
Производство энергетических ресурсов	1	0	0
Ввоз	2	15 356 929	13 307 564
Вывоз	3	0	0
Изменение запасов	4	34	29
Потребление первичной энергии	5	15 356 963	13 307 593
Статистическое расхождение	6	-851 753	-738 088
Производство электрической энергии	7	-2 731 501	-2 366 985
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	-2 068 704	-1 792 638
теплоэлектростанции	8.1	-1 118 334	-969 094
котельные	8.2	-950 370	-823 544
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0	0
Собственные нужды	9	0	0
Потери при передаче	10	0	0
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	14 505 209	12 569 505
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	31 988	27 719
Добыча полезных ископаемых	13	0	0
Обрабатывающие производства	14	6 391 536	5 538 593
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	2 828	2 451
Строительство	17	316	274
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	18	1 698 258	1 471 627
Транспорт и хранение	19	2 338 882	2 026 761

Параметр	Номер строк баланса	Газ природный и попутный	
		т у.т.	тыс. м куб.
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	**20**	**0**	**0**
Деятельность в области информации и связи	**21**	**505**	**438**
Деятельность финансовая и страховая	**22**	**0**	**0**
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	**23**	**270**	**234**
Деятельность профессиональная, научная и техническая	**24**	**276**	**239**
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	**25**	**122**	**106**
Население	**26**	**1 765 388**	**1 529 799**
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	1 757 630	**1 523 076**
Образование	26.1	3 287	**2 848**
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	2 143	**1 857**
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	1 039	**900**
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	1 123	**973**
Предоставление прочих видов услуг	26.5	167	**145**
Прочие виды экономической деятельности	**27**	**3 677**	**3 186**
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	**28**	**2 271 162**	**1 968 078**

Таблица 52. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Прочее твердое топливо 2020 год

Параметр	Прочее твердое топливо т у.т.	Древесина		Прочие твёрые виды топлива
		м куб	т у.т.	т у.т.
Производство энергетических ресурсов	**0,0**		**0,0**	
Ввоз	**322 867,1**	**562 707**	**149 680**	**173 187**
Вывоз	**-18 629**	**-70 033**	**-18 629**	**0,0**
Изменение запасов	**8 630**	**-1 368**	**-364**	**8 994,0**
Потребление первичной энергии	**312 868**	**491 306**	**130 687**	**182 181,0**
Статистическое расхождение	**33 414**	**12 153**	**10 119**	**23 295**
Производство электрической энергии	**71 366**	**154 630**	**41 132**	**30 234,0**
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	**-93**		**0**	
теплоэлектростанции	0		**0**	
котельные	-93		**0**	
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	0		**0**	
Собственные нужды	**0**		**0**	
Потери при передаче	**0**	**0**	**0**	
Конечное потребление энергетических ресурсов	**346 282**	**503 459**	**140 806**	**205 476**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	**30 804**	**115 806**	**30 804**	**0,0**
Добыча полезных ископаемых	**0**		**0**	
Обрабатывающие производства	**151 691**	**126 325**	**33 602**	**118 089,0**

Параметр	Прочее твердое топливо т у.т.	Древесина		Прочие твёрые виды топлива
		м куб	т у.т.	т у.т.
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	**116**	**438**	**116**	
Строительство	**0**			
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	**1 119**	**4 207**	**1 119**	
Транспорт и хранение	**2 771**	**10 417**	**2 771**	
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	**0**		**0**	
Деятельность в области информации и связи	**353**		**353**	
Деятельность финансовая и страховая	**0**		**0**	
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	**0**		**0**	
Деятельность профессиональная, научная и техническая	**6 533**		**6 533**	
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	**0**		**0**	
Население	**78 868**	**182 836**	**48 634**	**30 234**
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	**71 366**	**154 630**	**41 132**	**30 234**
Образование	**2 052**	**7 714**	**2 052**	

Параметр	Прочее твердое топливо т у.т.	Древесина		Прочие твёрые виды топлива
		м куб	т у.т.	т у.т.
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	1 224	4 601	1 224	
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	2 608	9 806	2 608	
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	1 619	6 085	1 619	
Предоставление прочих видов услуг	0		0	
Прочие виды экономической деятельности	9 674	36 367	9 674	
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	64 352	27 064	7 199	57 153

Таблица 53. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Электрическая энергия 2020 год

Параметр	Номер строк баланса	Электрическая энергия	
		т у.т.	тыс. кВт*ч
Производство энергетических ресурсов	1		
Ввоз	2	1 342 211	10912285,37
Вывоз	3	-821 343	-6677585,366
Изменение запасов	4	0,0	0
Потребление первичной энергии	5	1 658 843	13486527,2
Статистическое расхождение	6	24 006	195172,8
Производство электрической энергии	7	1 137 975	9251827,2
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	-5561,937	-45219
теплоэлектростанции	8.1	-1115,364	-9068
котельные	8.2	-4446,573	-36151
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0	0
Собственные нужды	9	-173 623	-1411569,106
Потери при передаче	10	-67 303	-547178,8
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	1 682 849	13681700
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	35 891	291800
Добыча полезных ископаемых	13	н/д	н/д
Обрабатывающие производства	14	1 243 456	10109400
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	н/д	н/д
Строительство	17	9 348	76000
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	18	н/д	н/д
Транспорт и хранение	19	167 477	1361600

Параметр	Номер строк баланса	Электрическая энергия	
		т у.т.	тыс. кВт*ч
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	**20**	**н/д**	**н/д**
Деятельность в области информации и связи	**21**	**н/д**	**н/д**
Деятельность финансовая и страховая	**22**	**н/д**	**н/д**
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	**23**	**н/д**	**н/д**
Деятельность профессиональная, научная и техническая	**24**	**н/д**	**н/д**
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	**25**	**н/д**	**н/д**
Население	**26**	**156 948**	**1276000**
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	н/д	**н/д**
Образование	26.1	н/д	**н/д**
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	н/д	**н/д**
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	н/д	**н/д**
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	н/д	**н/д**
Предоставление прочих видов услуг	26.5	н/д	**н/д**
Прочие виды экономической деятельности	**27**	**69 729**	**566900**
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	**28**	**0**	**0**

Таблица 54. Однопродуктовый топливно-энергетический баланс. Тепловая энергия 2020 год

Параметр	Номер строк баланса	Тепловая энергия	
		т у.т.	тыс. Гкал/ч
Производство энергетических ресурсов	1	-	-
Ввоз	2	-	-
Вывоз	3	-	-
Изменение запасов	4	-	-
Потребление первичной энергии	5	1 637 577	11 452
Статистическое расхождение	6	743 223	5 197
Производство электрической энергии	7	18785,767	131
Производство тепловой энергии, в т.ч.:	8	1 637 577	11 452
теплоэлектростанции	8.1	774 348	5 415
котельные	8.2	863 975	6 042
электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	0	0
Собственные нужды	9	-171 676	-1 201
Потери при передаче	10	-141 074	-987
Конечное потребление энергетических ресурсов	11	2 380 801	16 649
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	12	36 486	255
Добыча полезных ископаемых	13	н/д	#ЗНАЧ!
Обрабатывающие производства	14	1 981 452	13 856
Водоснабжение; Вотоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по леквидации загрязнений	16	3 042	21
Строительство	17	2 039	14

Параметр	Номер строк баланса	Тепловая энергия	
		т у.т.	тыс. Гкал/ч
Торговля оптовая и розничная; Ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	**18**	**13 202**	**92**
Транспорт и хранение	**19**	**27 575**	**193**
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	**20**	**739**	**5**
Деятельность в области информации и связи	**21**	**2 746**	**19**
Деятельность финансовая и страховая	**22**	**2 193**	**15**
Деятельность по операциям с недвижимым имущество	**23**	**6 543**	**46**
Деятельность профессиональная, научная и техническая	**24**	**29 667**	**207**
Деятельнось административная и сопутствующие дополнительные услуги	**25**	**679**	**5**
Население	**26**	**200 203**	**1 400**
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Конденционирование воздуха	15	90 951	**636**
Образование	26.1	42 412	**297**
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	26.2	33 410	**234**
Деятельность в области культуры, спорта, организация досуга и развлечений	26.3	12 337	**86**
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; Социалное обеспечение	26.4	20 096	**141**
Предоставление прочих видов услуг	26.5	997	7

Параметр	Номер строк баланса	Тепловая энергия	
		т у.т.	тыс. Гкал/ч
Прочие виды экономической деятельности	27	74 233	519
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные цели	28	0	0

РАЗДЕЛ III. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

III-1. Особенности функционирования энергосистемы на территории Вологодской области

На основании приведенных в разделе II-13 данных, особенности и проблемы текущего состояния электросетевого оборудования сводятся к следующему:

На ПС 500 кВ Череповецкая выявлен значительный износ силового оборудования 500 и 220 кВ, опорных конструкций. Часть выключателей 220 кВ не соответствует требованиям по отключающей способности. ПС 500 кВ Череповецкая является одним из главных источников питания производственных объектов ПАО «Северсталь» и АО «Апатит», нарушение электроснабжения которых может привести техногенной катастрофе в регионе. Рекомендуется проведение комплексной технической реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая.

ПС 220 кВ Октябрьская является однотрансформаторной без резервного питания по стороне 220 кВ.

Схемы РУ 220 кВ ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 220 кВ Явенга (Тяговая), ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая) выполнены по устаревшей схеме с отделителями и короткозамыкателями. Их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Рекомендуется произвести замену короткозамыкателей и отделителей на элегазовые выключатели.

Оценка технического уровня дана на основании анализа основных параметров электросетевых объектов, предоставленных Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад» и другими компаниями, владеющих оборудованием 110 кВ и выше.

На основании данных, представленных в таблицах, можно заключить, что около 40 % находящегося в эксплуатации электросетевого оборудования отработало срок службы и требует проведения работ по техническому перевооружению или строительству новых подстанций взамен отработавших. Большой уровень износа сетевого и подстанционного оборудования снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

Техническое состояние сети 110 кВ и выше оценивается в целом удовлетворительно, хотя к 2022 году около 60 % трансформаторов подстанций и около 20 % линий электропередач 110 кВ и выше отработало нормативный срок службы. Необходимо обратить внимание на то, что при истечении срока службы электрооборудования вероятность отказа увеличивается на порядок.

Таблица 55. Технический уровень электросетевых объектов 110 кВ Вологодского филиал ПАО "Россети Северо-Запад"

Показатель	Кол-во подстанций 110 кВ, находящихся на балансе филиала (всего 91 шт.)		
	Наименование	шт.	%
Одно-трансформаторные ПС	**ВЭС (110 кВ — 28 шт.)**		
	ПС 110 кВ Нефедово, ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Жернаково, ПС 110 кВ Семигородняя, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Чекшино, ПС 110 кВ Воробьево, ПС 110 кВ Шуйское (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ)	8	28,5
	ЧЭС (110 кВ — 25 шт.)		
	ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Покровское, ПС 110 кВ Избоищи (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ)	3	12
	ВУЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Сусоловка	1	7,7
	ТЭС (110 кВ — 10 шт.)		
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Ляменьга, ПС 110 кВ В. Спасский Погост	3	30
	КЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Мегра, ПС 110 кВ Бечевинка, ПС 110 кВ Коварзино, ПС 110 кВ Устье	4	30,8
	Итого	**19**	**21**
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	**ВЭС (110 кВ — 28 шт.)**		
	ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Жернаково, ПС 110 кВ Семигородняя, ПС 110 кВ Никольский Погост, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Чекшино, ПС 110 кВ Плоское (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ), ПС 110 кВ Шуйское (1 трансформатор 110 кВ и 1 трансформатор 35 кВ)	8	28,5
	ЧЭС (110 кВ — 25 шт.)		
	ПС 110 кВ Желябово, ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Избоищи	3	12
	ВУЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	-	0	0
	ТЭС (110 кВ — 10 шт.)		
	ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Ляменьга, ПС 110 кВ В. Спасский Погост	3	30
	КЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Бечевинка, ПС 110 кВ Устье	2	15,3
	Итого	**16**	**18**
Подстанции на ОД и КЗ	**ВЭС (110 кВ — 28 шт.)**		
	ПС 110 кВ Ананьино, ПС 110 кВ Вожега, ПС 110 кВ Воробьево, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Вохтога, ПС 110 кВ ГДЗ, ПС 110 кВ Жерноково, ПС 110 кВ Кипелово, ПС 110 кВ Луговая, ПС 110 кВ Нефедово, ПС 110 кВ Новленское, ПС 110 кВ Плоское, ПС 110 кВ Пундуга, ПС 110 кВ Сямжа, ПС 110 кВ Чекшино	15	53,5
	ЧЭС (110 кВ — 25 шт.)		
	ПС 110 кВ Нелазское, ПС 110 кВ Новые углы, ПС 110 кВ Батран, ПС 110 кВ Заполье, ПС 110 кВ Желябово, ПС 110 кВ Покровское, ПС 110 кВ Поселковая	7	28
	ВУЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Борки, ПС 110 кВ Сусоловка, ПС 110 кВ Зеленцово, ПС 110 кВ Вострое	4	30,8
	ТЭС (110 кВ — 10 шт.)		

Показатель	Кол-во подстанций 110 кВ, находящихся на балансе филиала (всего 91 шт.)		
	ПС 110 кВ В. Спасский Погост, ПС 110 кВ Царева, ПС 110 кВ Власьевская, ПС 110 кВ Ляменьга	4	40
	КЭС (110 кВ — 13 шт.)		
	ПС 110 кВ Коварзино, ПС 110 кВ Вашки	2	15,4
	Итого	**32**	**36**

Технический уровень сети 110 кВ Вологодского филиала ПАО "Россети Северо-Запад" согласно данным в таблице 55, не высокий:

– подстанции без резервного питания со стороны высшего напряжения — 16 шт.;

– однотрансформаторные подстанции — 19 шт.

– подстанции на ОД и КЗ — 32 шт.

В таблице 56 представлена информация об электросетевом оборудовании подстанций, находящихся на балансе сторонних организаций 110 кВ.

Таблица 56. Технический уровень абонентских подстанций 110 кВ

Показатель	Наименование	Кол-во абонентских подстанций, шт.
Подстанции на ОД и КЗ	ПС 110 кВ Скалино (Тяговая), ПС 110 кВ Грязовец (тяговая), ПС 110 кВ Печаткино (тяговая), ПС 110 кВ Вологда (тяговая), ПС 110 кВ Кипелово (Тяговая).	5

Большая часть схем РУ 110 кВ выполнена по упрощенным схемам с отделителями и короткозамыкателями. Их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 110 кВ, где в схеме установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

В сети 110 кВ имеются очень длинные транзиты и участки, где структура сети не соответствует рекомендациям по количеству промежуточных подстанций, присоединенных к ВЛ между двумя опорными ПС (таблица 57).

Таблица 57. Участки сети с большим количеством промежуточных ПС

№	Название ЛЭП транзита	Название промежуточных ПС 110 кВ	Протяженность транзита / количество ПС
ДЛИНА ОДНОЦЕПНОГО ТРАНЗИТА 110 КВ БОЛЕЕ 120 КМ			
1	ВЛ 110 кВ Дымково — Кич.Городок с отпайкой на ПС Усть Алексеево, ВЛ 110 кВ Кич.Городок — Калинино	Дымково, Усть Алексеево, Кич-Городок, Калинино	140,16 км
2	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Бабушкино, ВЛ 110 кВ Бабушкино — Рослятино, ВЛ 110 кВ Рослятино — Зеленцово с отпайкой на ПС Ляменьга, ВЛ 110 кВ Калинино — Зеленцово	Тотьма-2, Бабушкино, Рослятино, Ляменьга, Зеленцово, Калинино	171,45 км
3	ВЛ 110 кВ Сокол — Воробьево с отпайками, ВЛ 110 кВ Воробьево — Погорелово	Сокол, Чекшино, Воробьево (Шуйское), Погорелово	132,5 км
4	ВЛ 110 кВ Сокол — Биряково, ВЛ 110 кВ Биряково — Погорелово	Сокол, Биряково, Погорелово	136,7 км

№	Название ЛЭП транзита	Название промежуточных ПС 110 кВ	Протяженность транзита / количество ПС
5	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Сямжа с отпайкой на ПС Харовск, ВЛ 110 кВ Сямжа — Чушевицы, ВЛ 110 кВ Чушевицы — Верховажье, ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	ПС 220 кВ Харовская (Тяговая), ПС 110 кВ Харовск (Районная) Сямжа, Чушевицы, Верховажье, Вельск	228,65 км
6	ВЛ 110 кВ Дымково — Полдарса, ВЛ 110 кВ Полдарса — Вострое, ВЛ 110 кВ НПС-Вострое, ВЛ 110 кВ Тарнога — НПС	Дымково, Полдарса, Вострое, НПС, Тарнога	178,06 км
7	ВЛ 110 кВ Чагода — Покровское с отпайкой на ПС Избоищи, ВЛ 110 кВ Устюжна — Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово — Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда — Коротово	Чагода, Избоищи, Покровское, Устюжна, Желябово, Коротово, Суда	192,23 км
8	ВЛ 110 кВ Петринево — Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка, ВЛ 110 кВ Антушево — Белозерск, ВЛ 110 кВ Кириллов — Белозерск	Петринево, Бечевинка, Антушево, Белозерск, Кириллов	124,15 км
Более трех промежуточных ПС на одноцепном транзите 110 кВ			
9	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 — Бабушкино, ВЛ 110 кВ Бабушкино — Рослятино, ВЛ 110 кВ Рослятино — Зеленцово с от-пайкой на ПС Ляменьга, ВЛ 110 кВ Калинино — Зеленцово	Бабушкино, Рослятино, Ляменьга, Зеленцово	4
10	ВЛ 110 кВ Чагода — Покровское с отпайкой на ПС Избоищи, ВЛ 110 кВ Устюжна — Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово — Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда — Коротово	Избоищи, Покровское, Устюжна, Желябово, Коротово	5
11	ВЛ 110 кВ Харовская (Тяговая) — Сямжа с отпайкой на ПС Харовск, ВЛ 110 кВ Сямжа — Чушевицы, ВЛ 110 кВ Чушевицы — Верховажье, ВЛ 110 кВ Верховажье — Вельск	ПС 110 кВ Харовск (Районная), Сямжа, Чушевицы, Верховажье	4

III-2. Оценка существующей режимно-балансовой ситуации

Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Вологодской области за последние 5 лет по данным АО «СО ЕЭС»

Потребность Вологодской области в электрической энергии (мощности) обеспечивается как собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС энергосистемы Вологодской области, так и перетоком электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» из соседних энергосистем.

Балансы мощности энергосистемы Вологодской области на час прохождения совмещенного с ОЭС Центра максимума нагрузки за период 2017-2021 гг. представлены в таблице 58.

Таблица 58. Баланс мощности энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 года, МВт

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Собственный максимум нагрузки ЭС	1916,8	2031,3	2014,5	2027,7	2166,3
Установленная мощность на конец года	1985,8	2014,2	2006,2	381,7	1411,0
Генерация:	-	-	-	-	-
на час собственного максимума	1239,3	1259,9	1241,5	1328,0	1341,9
Сальдо перетоков:	-	-	-	-	-
на час собственного максимума	677,5	771,4	773,0	699,7	824,4

Баланс мощности энергосистемы Вологодской области в отчетный период 2017-2021 гг. складывался дефицитно. В 2017 году дефицит мощности составил 677,49 МВт. В 2021 году дефицит мощности повысился и составил 824,36 МВт. Такая динамика дефицита обусловлена изменением собственного максимума нагрузки энергосистемы Вологодской области, а также выводом из эксплуатации энергоблоков № 1, 2 и 3 на Череповецкой ГРЭС.

Необходимо отметить, что величина дефицита мощности энергосистемы Вологодской области составляет 38 % от собственного максимума нагрузки. Оставшаяся часть нагрузки покрывалась за счет перетоков мощности из соседних энергосистем.

Баланс электрической энергии энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 годы представлен в таблице 59.

Таблица 59. Баланс электроэнергии энергосистемы Вологодской области за 2017-2021 года

Год	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	13640,0	14011,2	13969,3	13907,8	14763,4
Производство электроэнергии	9666,5	10143,9	10316,8	10211,7	8204,1
Дефицит (-)	-3 973,5	-3 867,3	-3 652,5	-3 696,1	-6 559,3

Анализ балансов электроэнергии показывает, что за весь рассматриваемый период энергосистема Вологодской области являлась дефицитной. В период 2017-2021 гг. дефицит электроэнергии энергосистемы Вологодской области находился в диапазоне 3973,5-6559,3 млн. кВт·ч и покрывался перетоками электроэнергии из смежных энергосистем ОЭС Центра.

Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Вологодской области за последние 5 лет по данным органов исполнительной государственной власти Вологодской области

Динамика производства энергетических ресурсов на территории Вологодской области проводится путем сопоставления данных предоставленных Росстатом и Системным оператором АО «СО ЕЭС», представлена в таблице 60. В связи с отсутствием данных по 2021 году от Вологдастата, анализ фактических данных по динамике производства энергетических ресурсов выполнен для периода 2016-2020 г.г.

Таблица 60. Фактическое производство электрической энергии по энергосистеме Вологодской области в 2016-2020 гг., млн. кВт·ч

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Производство электрической энергии по данным Росстата	11699	9871,7	10379,8	10544,6	10470,6
Производство электрической энергии по данным АО «СО ЕЭС»	11490,6	9666,5	10143,9	10316,8	10211,7
Соотношение показателей производства электроэнергии Росстата и АО «СО ЕЭС»	208,4	205,2	235,9	227,8	258,9
Соотношение показателей, в %	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03

III-3. Наличие отдельных частей энергосистемы, характеризующихся повышенной вероятностью возникновения недопустимых режимов работы энергосистемы, связанных с недостатком пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов

*Существующие «узкие места» на территории Вологодской области по информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ^*

1. Анализ режимов показывает возможное возникновение превышения токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Бабаево 1 (ВЛ 110 кВ Уйта 1) выше аварийно допустимого значения до 14,5 %. (ограничивающим элементом являются линейные трансформаторы тока 110 кВ) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уйта 1 (ВЛ 110 кВ Бабаево 1) в режиме зимних максимальных нагрузок (при температуре ОЗМ –32°С) при переводе ряда подстанций 110 кВ энергосистемы Ленинградской области на электроснабжение от энергосистемы Вологодской области. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в энергорайоне ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ПС 110 кВ Уйта (тяговая) в объеме до 12 МВт.

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 12 МВт.

С целью исключения «узкого места» необходима установка на ПС 220 кВ Октябрьская АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево 1, АОПО ВЛ 110 кВ Уйта 1, УПАСК (ПРД) ВЛ 110 кВ Бабаево 1, УПАСК (ПРД) ВЛ 110 кВ Уйта 1 и УПАСК (ПРМ-ПРД) на ПС 110 кВ Бабаево, УПАСК (ПРМ-ПРД) на ПС 110 кВ Бабаево (Т), УПАСК (ПРМ-ПРД) ПС 110 кВ Уйта (Т) с обеспечением управляющего воздействия на отключение нагрузки на каждой из трех подстанций 110 кВ.

2. Анализ режимов показывает возможное возникновение превышения токовой нагрузки ВЛ 110 кВ РПП-1 - Суда II (I) цепь с отпайками выше аварийно допустимые значения до 11,5 % в режиме летних максимальных нагрузок (при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +17°С) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ РПП-1 - Суда I (II) цепь с отпайками в двойной ремонтной схеме одной из ВЛ 110 кВ Чудская или ВЛ 110 кВ Большедворская-1 энергосистемы Ленинградской области и АТ-1 (220/110 кВ) ПС 220 кВ Октябрьская (ВЛ 220 кВ

Череповецкая ГРЭС - Октябрьская). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт.

С целью исключения «узкого места» необходима установка УПАСК (ПРМ) на ПС 110 кВ Суда, УПАСК (ПРМ) на ПС 110 кВ Новые Углы для обеспечения управляющих воздействий на отключение нагрузки от существующей АОПО ВЛ 110 кВ Суда-1 и 2 на ПС 220 кВ РПП-1.

Превышение токами КЗ отключающей способности существующего оборудования на территории Вологодской области

По причине превышения в схеме с включенными СВВ 1-3 и СВВ 2-4 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая токами КЗ отключающей способности выключателей 220 кВ, с целью снижения токов КЗ принято решение держать в нормальной схеме сети 110-220 кВ энергосистемы Вологодской области СВВ 1-3 и СВВ 2-4 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая нормально разомкнутыми.

Изменение нормальной схемы на ПС 500 кВ Череповецкая на включенное состояние СВВ 1-3 и СВВ 2-4 220 кВ прогнозируется после замены выключателей 220 кВ в рамках завершения проведения реконструкции ПС 500 кВ Череповецкая в 2025 году.

Анализ загрузки сетевого оборудования на территории Вологодской области

Загрузка автотрансформаторов 220/110 кВ на подстанциях энергосистемы Вологодской области по данным предоставленных контрольных замеров в период прохождения максимумов 2017-2021 г. представлена в таблице 61.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ находится в допустимых пределах. Анализ загрузки автотрансформаторов 220/110 кВ энергосистемы Вологодской области позволяет сделать вывод о достаточном резерве мощности автотрансформаторов.

Сводные данные за отчетный период о загрузке трансформаторов в нормальном режиме совмещенного зимнего максимума, послеаварийной или ремонтной перегрузке, наличии резервов мощности на ПС 110 кВ Вологодского филиала «Россети Северо-Запад» приведены в таблице 62.

Таблица 61. Загрузка автотрансформаторов 220 кВ основных центров питания в зимний и летний периоды

Наименование	Установленная мощность, МВА	2017 год					2018 год					2019 год					2020 год					2021 год				
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА
Зимний период																										
ПС 220 кВ Вологда-Южная																										
АТ1	150,0	23,9	1,6	24,0	16,0	126,0	61,4	24,5	66,1	44,1	83,9	26,6	15,3	30,7	20,4	119,3	30,1	5,9	30,7	20,4	119,3	34,1	8,9	35,2	23,5	114,8
АТ2	150,0	24,0	1,6	24,1	16,0	125,9	61,1	24,8	65,9	44,0	84,1	27,1	15,6	31,3	20,9	118,7	301,0	5,9	301,1	200,7	-151,1	34,2	9,0	35,4	23,6	114,6
АТ3	150,0	22,4	1,0	22,4	14,9	127,6	61,4	24,5	66,1	44,1	83,9	27,4	15,5	31,5	21,0	118,5	31,0	7,6	31,9	21,3	118,1	34,1	8,7	35,1	23,4	114,9
АТ4	150,0	22,4	1,0	22,4	14,9	127,6	61,1	24,8	65,9	44,0	84,1	27,3	15,6	31,4	21,0	118,6	30,9	7,6	31,8	21,2	118,2	33,5	8,7	34,6	23,1	115,4
ПС 220 кВ Сокол																										
АТ1	125,0	40,0	4,1	40,2	32,2	84,8	33,7	4,4	34,0	27,2	91,0	0,1	0,9	0,9	0,7	124,1	45,6	13,0	47,4	37,9	77,6	44,9	8,7	45,8	36,6	79,2
АТ2	125,0	38,1	4,3	38,3	30,7	86,7	31,4	2,9	31,5	25,2	93,5	49,5	31,5	58,6	46,9	66,4	41,7	11,6	43,3	34,6	81,7	37,9	8,3	38,7	31,0	86,3
ПС 220 кВ Ростилово																										
АТ1	125,0	42,5	29,2	51,6	41,3	73,4	33,7	19,5	38,9	31,1	86,1	31,1	15,9	34,9	27,9	90,1	41,1	18,6	45,1	36,1	79,9	39,5	19,0	43,9	35,1	81,1
АТ2	125,0	42,5	29,2	51,6	41,3	73,4	36,9	22,5	43,2	34,6	81,8	35,4	21,5	41,4	33,1	83,6	46,3	19,4	50,2	40,2	74,8	45,9	25,6	52,6	42,1	72,4
ПС 220 кВ РПП-1																										
АТ2	200,0	75,6	77,5	108,3	54,1	91,7	52,7	48,9	71,9	35,9	128,1	30,7	36,1	47,4	23,7	152,6	52,7	48,9	71,9	35,9	128,1	107,8	67,1	127,0	63,5	73,0
АТ3	200,0	76,5	77,5	108,9	54,4	91,1	53,1	48,8	72,1	36,1	127,9	31,3	36,4	48,0	24,0	152,0	53,1	48,8	72,1	36,1	127,9	108,4	65,5	126,7	63,3	73,3
ПС 220 кВ Зашекснинская																										
АТ1	63,0	17,4	9,3	19,7	31,3	43,3	15,1	1,8	15,2	24,1	47,8	13,7	1,0	13,8	21,8	49,2	17,0	2,7	17,2	27,3	45,8	14,6	0,8	14,6	23,2	48,4
АТ2	63,0	12,2	4,5	13,0	20,6	50,0	14,8	1,7	14,9	23,6	48,1	15,5	1,1	15,6	24,7	47,4	11,5	1,8	11,6	18,5	51,4	17,9	0,5	17,9	28,4	45,1
ПС 220 кВ Первомайская																										
Т (2х40)	80,0	17,9	4,2	18,4	23,0	61,6	16,7	6,3	17,8	22,3	62,2	16,7	4,4	17,2	21,6	62,8	14,9	4,1	15,5	19,3	64,5	16,9	4,0	17,4	21,7	62,6
ПС 220 кВ ГПП-1																										
АТ1	125,0	-	-	-	-	-	25,8	27,6	37,8	30,2	87,2	10,4	1,7	10,5	8,4	114,5	35,9	25,4	44,0	35,2	81,0	10,4	1,7	10,5	8,4	114,5
АТ2	125,0	-	-	-	-	-	25,8	27,5	37,7	30,2	87,3	10,2	1,7	10,3	8,3	114,7	38,0	25,9	46,0	36,8	79,0	10,2	1,7	10,3	8,3	114,7
ПС 500 кВ Череповецкая																										
АТ1	501,0	127,5	145,9	193,8	38,7	307,2	20,9	98,7	100,9	20,1	400,1	4,0	3,6	5,4	1,1	495,6	40,6	127,4	133,7	26,7	367,3	148,7	154,9	214,7	42,9	286,3
АТ2	501,0	152,1	165,5	224,8	44,9	276,2	50,0	114,9	125,3	25,0	375,7	45,7	148,8	155,7	31,1	345,3	13,5	145,3	145,9	29,1	355,1	98,5	129,5	162,7	32,5	338,3
ПС 500 кВ Вологодская																										
АТ1	501,0	171,4	3,2	171,4	34,2	329,6	220,8	53,2	227,1	45,3	273,9	177,5	15,6	178,2	35,6	322,8	193,8	7,0	193,9	38,7	307,1	223,5	1,8	223,5	44,6	277,5
АТ2	501,0	173,1	3,1	173,1	34,6	327,9	218,7	52,1	224,8	44,9	276,2	175,5	25,8	177,4	35,4	323,6	192,0	7,0	192,1	38,3	308,9	225,7	9,3	225,9	45,1	275,1
ПС 750 кВ Белозерская																										
АТ1	1251,0	415,2	9,8	415,3	33,2	835,7	353,2	81,7	362,5	29,0	888,5	278,7	179,2	331,3	26,5	919,7	246,9	98,1	265,7	21,2	985,3	509,1	205,0	548,8	43,9	702,2
АТ2	1251,0	413,8	7,2	413,9	33,1	837,1	354,0	86,6	364,4	29,1	886,6	271,4	185,8	327,8	26,2	923,2	249,6	381,9	456,2	36,5	794,8	501,3	206,0	542,0	43,3	709,0
АТ3	501,0	181,2	124,8	220,0	43,9	281,0	130,9	121,1	178,3	35,6	322,7	132,9	98,7	165,5	33,0	335,5	62,5	124,5	139,3	27,8	361,7	209,2	257,0	331,4	66,1	169,6
Всего	**6963,0**					**4357,9**					**4700,4**					**5198,3**					**4576,3**					**4068,3**
Летний период																										
ПС 220 кВ Вологда-Южная																										
АТ1	150,0	25,9	7,0	26,8	17,9	123,2	52,0	24,8	57,6	38,4	92,4	34,7	19,8	40,0	26,6	110,0	30,9	7,6	31,8	21,2	118,2	31,2	7,9	32,2	21,5	117,8
АТ2	150,0	-	-	-	-	-	50,3	24,3	55,9	37,2	94,1	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	31,0	7,6	31,9	21,3	118,1	32,8	9,8	34,2	22,8	115,8

Наименование	Установленная мощность, МВА	2017 год					2018 год					2019 год					2020 год					2021 год				
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА	P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА
АТ3	150,0	30,0	9,2	31,4	20,9	118,6	52,0	24,8	57,6	38,4	92,4	36,8	20,8	42,3	28,2	107,7	30,1	5,9	30,7	20,4	119,3	33,0	10,7	34,7	23,1	115,3
АТ4	150,0	29,9	8,9	31,2	20,8	118,8	50,3	24,2	55,8	37,2	94,2	36,1	20,8	41,7	27,8	108,3	30,1	5,9	30,7	20,4	119,3	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0
ПС 220 кВ Сокол																										
АТ1	125,0	-	-	-	-	-	32,6	13,2	35,2	28,1	89,8	32,9	10,9	34,7	27,7	90,3	41,7	11,6	43,3	34,6	81,7	26,0	6,5	26,8	21,4	98,2
АТ2	125,0	52,6	31,0	61,1	48,8	63,9	31,0	12,5	33,4	26,7	91,6	19,6	9,2	21,7	17,3	103,3	45,6	15,0	48,0	38,4	77,0	23,6	3,8	23,9	19,1	101,1
ПС 220 кВ Ростилово																										
АТ1	125,0	-	-	-	-	-	34,3	12,8	27,5	22,0	97,5	0,0	0,0	0,0	0,0	125,0	41,1	18,6	45,1	36,1	79,9	34,4	6,0	34,9	27,9	90,1
АТ2	125,0	65,4	41,6	77,5	62,0	47,5	24,3	12,8	27,5	22,0	97,5	56,6	22,8	61,0	48,8	64,0	43,0	21,0	47,9	38,3	77,1	32,0	5,6	32,5	26,0	92,5
ПС 220 кВ РПП-1																										
АТ2	200,0	36,4	55,1	66,0	33,0	134,0	6,5	42,2	42,7	21,3	157,3	55,8	61,0	82,7	41,3	117,3	91,8	21,6	94,3	47,2	105,7	57,2	73,4	93,1	46,5	106,9
АТ3	200,0	36,4	55,1	66,0	33,0	134,0	6,5	42,1	42,6	21,3	157,4	56,3	60,6	82,7	41,4	117,3	90,0	20,0	92,2	46,1	107,8	56,7	73,2	92,6	46,3	107,4
ПС 220 кВ Зашекснинская																										
АТ1	63,0	8,6	0,0	8,6	13,7	54,4	8,8	2,2	9,1	14,4	53,9	9,3	0,8	9,3	14,8	53,7	11,5	1,8	11,6	18,5	51,4	12,0	1,7	12,1	19,2	50,9
АТ2	63,0	8,6	0,0	8,6	13,7	54,4	8,9	1,5	9,0	14,3	54,0	10,6	0,4	10,6	16,8	52,4	17,0	2,7	17,2	27,3	45,8	11,6	1,5	11,7	18,6	51,3
ПС 220 кВ Первомайская																										
Т (2х40)	80,0	16,5	3,4	16,8	21,1	63,2	12,5	4,0	13,1	16,4	66,9	10,6	3,4	11,1	13,9	68,9	14,9	4,1	15,5	19,3	64,5	11,5	3,2	11,9	14,9	68,1
ПС 220 кВ ТЭЦ-1																										
АТ1	125,0	13,4	13,2	18,8	15,0	106,2	2,9	6,6	7,2	5,8	117,8	18,3	3,5	18,6	14,9	106,4	35,9	25,4	44,0	35,2	81,0	28,0	11,3	30,2	24,2	94,8
АТ2	125,0	-	-	-	-	-	2,9	6,6	7,2	5,8	117,8	18,3	3,7	18,7	14,9	106,3	38,0	25,9	46,0	36,8	79,0	26,8	12,1	29,4	23,5	95,6
ПС 500 кВ Череповецкая																										
АТ1	501,0	25,9	113,9	116,8	23,3	384,2	10,9	201,2	201,5	40,2	299,5	219,0	279,4	355,0	70,9	146,0	40,6	127,4	133,7	26,7	367,3	224,0	176,1	284,9	56,9	216,1
АТ2	501,0	6,2	114,1	114,3	22,8	386,7	-	-	-	-	-	164,6	223,4	277,5	55,4	223,5	13,5	145,3	145,9	29,1	355,1	225,4	17,7	226,1	45,1	274,9
ПС 500 кВ Вологодская										-										-						
АТ1	501,0	186,5	13,2	187,0	37,3	314,0	205,3	72,6	217,8	43,5	283,2	172,7	25,8	174,6	34,9	326,4	192,0	7,0	192,1	38,3	308,9	172,7	25,8	174,6	34,9	326,4
АТ2	501,0	188,3	13,5	188,8	37,7	312,2	-	-	-	-	-	172,4	35,6	176,0	35,1	325,0	193,8	7,0	193,9	38,7	307,1	172,4	35,6	176,0	35,1	325,0
ПС 750 кВ Белозерская																										
АТ1	1251,0	588,5	153,6	608,2	48,6	642,8	207,5	54,6	214,6	17,2	1036,4	390,0	151,5	418,4	33,4	832,6	246,9	98,1	265,7	21,2	985,3	505,0	176,6	535,0	42,8	716,0
АТ2	1251,0	-	-		0,0		208,4	49,2	214,1	17,1	1036,9	389,8	153,0	418,8	33,5	832,2	248,6	381,9	455,7	36,4	795,3	507,3	467,0	689,5	55,1	561,5
АТ3	501,0	86,5	216,2	232,9	46,5	268,1	76,4	146,5	165,2	33,0	335,8	0,0	0,0	0,0	0,0	501,0	62,5	124,5	139,3	27,8	361,7	255,5	170,8	307,3	61,3	193,7
	6963					**3326,2**					**4466,5**					**4667,7**					**4806,5**					**4069,3**

Таблица 62. Загрузка автотрансформаторов 110 кВ в зимний и летний периоды

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора	Sном	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА										Номинальная мощность наименьшего тр-ра питающего центра в режиме N-1	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %										Максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения, МВА
			кВ	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	ПС 110 кВ Борки	Т-1	110/35/6	10	1,292	2,215	2,295	2,278	2,588	2,125	**3,53**	2,234	2,016	2,849	10,00	31,7	38,6	40,8	50,4	46,1	40,6	70,6	47,3	40,0	59,7	3,7
2		Т-2	110/35/6	10	1,88	1,648	1,787	2,76	2,022	1,931	**3,53**	2,498	1,979	3,118												
3	ПС 110 кВ Великий Устюг	Т-1	110/35/6	16	5,272	5,097	3,478	4,665	3,083	5,203	3,905	4,708	3,626	3,809	16,00	69,8	78,4	55,3	75,5	55,8	71,3	55,9	74,1	62,1	71,7	6
4		Т-2	110/35/6	16	5,897	7,447	5,374	7,407	5,846	6,198	5,032	7,153	6,314	7,668												
5	ПС 110 кВ Вострос	Т-1	110/10	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,50	10,8	13,8	13,6	15,6	13,3	15,7	15,5	19,2	12,5	15,8	0,494
6		Т-2	110/10	2,5	0,271	0,345	0,339	0,39	0,332	0,393	0,388	0,479	0,312	0,395												
7	ПС 110 кВ Дымково	Т-1	110/35/10	16	4,551	4,064	6,07	0	4,954	5,084	3,938	7,273	8,741	8,848	10,00	73,3	68,1	69,3	92,4	73,4	85,6	75,4	107,5	**115,2**	92,1	5
8		Т-2	110/35/10	10	2,774	2,746	0,863	9,242	2,383	3,471	3,604	3,48	2,78	0,363												
9	ПС 110 кВ Зеленцово	Т-1	110/10	2,5	0	0	0	0,657	0,468	0,101	0,423	0,109	0,433	0,103	2,50	19,8	27,8	18,5	26,3	18,7	23,8	16,9	25,0	17,3	24,6	0,545
10		Т-2	110/10	2,5	0,495	0,696	0,463	0	0	0,493	0	0,516	0	0,513												
11	ПС 110 кВ Калинино	Т-1	110/10	2,5	0,582	0,43	0,81	0,8	0,616	0,635	0,569	0,812	0,821	0,822	2,50	23,3	31,4	32,4	32,0	24,6	25,4	22,8	32,5	32,8	32,9	0,878
12		Т-2	110/10	6,3	0	0,355	0	0	0	0	0	0	0	0												
13	ПС 110 кВ Кич-Городок	Т-1	110/35/10	10	0	4,66	4,277	4,544	3,167	4,481	3,227	5,27	2,949	5,32	10,00	74,9	93,9	77,0	99,3	76,2	97,3	72,6	105,4	76,4	**106,4**	0
14		Т-2	110/35/10	10	7,485	4,732	3,427	5,388	4,456	5,25	4,031	5,27	4,692	5,32												
15	ПС 110 кВ Никольск	Т-1	110/35/10	10	3,155	3,58	3,016	3,863	0	3,666	2,728	4,104	3,06	4,353	10,00	63,0	75,5	63,8	79,3	59,2	74,9	58,3	85,2	62,7	83,7	0
16		Т-2	110/35/10	10	3,146	3,971	3,362	4,065	5,922	3,826	3,1	4,415	3,212	4,013												
17	ПС 110 кВ НПС	Т-1	110/35/10	16	4,746	6,328	4,798	4,433	4,028	3,889	4,097	4,301	3,672	6,542	16,00	46,6	60,4	56,5	49,6	30,4	55,4	33,7	45,5	40,4	91,7	4,3
18		Т-2	110/35/10	16	2,708	3,342	4,239	3,506	0,833	4,97	1,297	2,977	2,786	8,132												
19	ПС 110 кВ Поздарса	Т-1	110/10	2,5	0,449	0,635	0,381	0,615	0,276	0,44	0,272	0,468	0,377	0,495	2,50	21,5	29,6	15,2	24,6	11,0	17,6	10,9	18,7	15,1	19,8	0,741
20		Т-2	110/10	2,5	0,088	0,104	0	0	0	0	0	0	0	0												
21	ПС 110 кВ Приводино	Т-1	110/35/10	16	4,47	4,839	5,228	5,703	9,402	5,425	5,504	6,388	4,92	6,247	16,00	61,7	70,5	78,3	74,3	89,7	81,6	58,5	76,4	61,0	83,4	0
22		Т-2	110/35/10	16	5,406	6,448	7,301	6,188	4,947	7,637	3,849	5,832	4,841	7,102												
23	ПС 110 кВ Сусоловка	Т-1	110/10	2,5	0,179	0,328	0,17	0,283	0,167	0,255	0,165	0,256	0,129	0,2	2,50	7,2	13,1	6,8	11,3	6,7	10,2	6,6	10,2	5,2	8,0	0
24	ПС 110 кВ Усть-Алексеево	Т-1	110/35/10	6,3	0	0,741	0,37	0,629	0	0,553	0,958	0,568	1,01	0,59	6,30	13,6	24,4	15,4	23,2	17,6	20,5	15,2	21,6	16,0	22,3	0,62
25		Т-2	110/35/10	6,3	0,855	0,797	0,602	0,83	1,106	0,737	0	0,79	0	0,817												
26	ПС 110 кВ Ананьино	Т-1	110/35/6	10	4,647	3,536	6,028	5,004	5,505	4,638	5,623	4,304	5,35	3,268	10,00	46,5	35,4	60,3	50,0	55,1	46,4	56,2	43,0	53,5	32,7	2,1
27	ПС 110 кВ Биряково	Т-1	110/10	2,5	0,491	0,331	0,264	0,368	0	0,309	0,216	0,343	0,196	0,343	2,50	30,3	27,4	22,6	30,6	18,3	28,0	19,7	33,0	19,2	29,7	0,734
28		Т-2	110/10	2,5	0,267	0,355	0,3	0,397	0,458	0,39	0,276	0,481	0,284	0,4												
29	ПС 110 кВ Вожега	Т-1	110/35/10	10	3,578	1,166	2,853	5,09	0,712	1,084	0	1,168	0,713	1,146	10,00	64,2	47,7	55,0	50,9	36,6	46,2	33,7	50,5	32,2	49,0	0,4
30		Т-2	110/35/10	10	2,841	3,602	2,648	0	2,95	3,535	3,365	3,879	2,511	3,75												
31	ПС 110 кВ Воробьево	Т-1	110/35/10	6,3	0,371	0,501	0,333	0,536	0,354	0,451	0,379	0,527	0,368	0,477	6,30	5,9	8,0	5,3	8,5	5,6	7,2	6,0	8,4	5,8	7,6	0,567
32	ПС 110 кВ Восточная	Т-1	110/35/10	40	5,766	7,372	7,483	7,22	8,25	8,267	5,498	6,674	6,023	5,57	40,00	45,4	65,2	45,7	65,7	48,2	42,8	35,9	62,4	59,5	64,6	9,1
33		Т-2	110/35/10	40	12,39	18,71	10,81	19,04	11,02	8,845	8,846	18,27	17,78	20,27												
34	ПС 110 кВ Вохтога	Т-1	110/10	10	1,635	5,644	5,803	7,226	5,333	6,214	5,64	5,543	1,825	5,976	10,00	44,1	103,7	98,7	**121,5**	92,1	104,1	99,5	102,1	43,1	111,3	0

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора	Sном	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА										Номинальная мощность наименьшего тр-ра питающего центра в режиме N-1	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %										Максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения, МВА
			кВ	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
35		Т-2	110/10	10	2,775	4,724	4,069	4,926	3,873	4,194	4,307	4,664	2,48	5,157												
36	ПС 110 кВ ГДЗ	Т-1	110/6	10	1,741	2,121	2,037	2,64	1,859	2,395	2,214	2,418	1,817	2,204	10,00	28,7	35,6	28,2	41,0	28,9	37,3	29,7	37,0	27,0	34,4	0,15
37		Т-2	110/6	10	1,125	1,441	0,783	1,462	1,029	1,338	0,753	1,283	0,883	1,232												
38	ПС 110 кВ Грязовец	Т-1	110/35/10	25	4,005	7,051	6,006	7,609	5,059	8,63	6,029	8,881	4,763	9,437	25,00	37,7	57,8	46,7	62,8	44,0	58,0	44,4	62,7	52,8	64,8	5,8
39		Т-2	110/35/10	25	5,428	7,404	5,671	8,082	5,936	5,868	5,08	6,805	8,437	6,762												
40	ПС 110 кВ Ермаково	Т-1	110/35/10	25	0	2,295	4,666	9,456	0	7,534	4,488	7,853	4,573	8,593	25,00	0,0	15,8	32,1	61,9	31,5	51,7	32,7	55,5	32,9	64,0	6,2
41		Т-2	110/35/10	25	0	1,646	3,352	6,014	7,867	5,396	3,684	6,022	3,656	7,4												
42	ПС 110 кВ Жерноково	Т-1	110/35/10	6,3	0,564	0,789	0,607	0,887	0,537	0,918	0,609	0,915	0,633	0,845	6,30	9,0	12,5	9,6	14,1	8,5	14,6	9,7	14,5	10,0	13,4	1,166
43	ПС 110 кВ Западная	Т-1	110/35/10	63	10,61	14,73	10,87	19,84	9,22	15,92	11,24	7,228	9,133	14,06	63,00	51,1	56,7	50,4	67,7	41,9	67,4	50,6	45,5	37,7	54,8	20,15
44		Т-2	110/35/10	63	21,6	21,01	20,9	22,8	17,19	26,53	20,62	21,43	14,6	20,44												
45	ПС 110 кВ Кадников	Т-1	110/10	10	3,034	3,251	3,021	3,521	2,712	3,365	2,272	3,368	3,013	3,971	10,00	39,8	45,5	41,0	48,3	38,4	45,2	29,5	44,1	38,1	53,5	1
46		Т-2	110/10	10	0,941	1,299	1,074	1,307	1,125	1,152	0,676	1,045	0,797	1,378												
47	ПС 110 кВ Кипелово	Т-1	110/10	16	0,654	0,67	1,278	1,979	1,088	0,533	1,233	1,73	1,356	2,199	16,00	13,5	17,8	12,2	23,6	15,5	18,8	14,5	18,8	12,5	21,5	0,4
48		Т-2	110/10	16	1,502	2,177	0,671	1,792	1,385	2,471	1,087	1,282	0,637	1,235												
49	ПС 110 кВ Кубенское	Т-1	110/35/10	10	4,221	6,473	4,401	3,226	4,629	2,084	1,317	8,634	4,43	6,884	10,00	114,8	123,2	93,9	96,8	88,0	74,2	78,4	177,3	89,4	133,7	4,5
50		Т-2	110/35/10	10	7,261	5,846	4,991	6,45	4,168	5,337	6,52	9,099	4,51	6,484												
51	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	110/35/10	25	8,892	12,38	10,14	13,6	8,562	13,58	14,11	13,09	9,483	13,72	25,00	56,5	76,7	58,1	84,0	51,9	76,5	56,4	82,7	57,1	87,4	4,7
52		Т-2	110/35/10	25	5,235	6,8	4,37	7,387	4,42	5,551	0	7,574	4,795	8,118												
53	ПС 110 кВ Ява	Т-1	110/10	16				4,917	3,098	3,16	2,626	2,639	3,126	3,254	16,00	0,0	0,0	0,0	30,7	19,4	38,1	24,0	24,2	25,5	35,6	0
54		Т-2	110/10	16				0	0	2,928	1,22	1,228	0,946	2,445												
55	ПС 110 кВ Н.Погост	Т-1	110/10	2,5	0	0,19	0	0,165	0	0,169	0,206	0,132	0	0,19	2,50	8,2	10,9	6,8	9,6	7,1	10,3	8,2	7,2	7,5	8,8	0,272
56		Т-2	110/10	2,5	0,206	0,083	0,169	0,075	0,178	0,089	0	0,048	0,187	0,03												
57	ПС 110 кВ Нефёдово	Т-1	110/35/10	6,3	0,771	1,076	0,297	1,204	0,752	1,039	0,899	1,217	0,925	1,256	6,30	12,2	17,1	4,7	19,1	11,9	16,5	14,3	19,3	14,7	19,9	1,204
58	ПС 110 кВ Новленское	Т-1	110/10	10	1,03	1,566	0,898	1,856	0	1,427	0,899	1,629	0,805	1,399	10,00	14,2	19,5	12,6	23,1	12,4	18,4	12,4	20,8	11,8	19,1	2,435
59		Т-2	110/10	10	0,391	0,386	0,364	0,455	1,241	0,416	0,337	0,448	0,375	0,515												
60	ПС 110 кВ Плоское	Т-1	110/10	2,5	0,973	0,307	0,443	0,384	0,455	0,296	0,489	0,275	0,485	0,244	2,50	38,9	12,3	17,7	15,4	18,2	11,8	19,6	11,0	19,4	9,8	0,973
61	ПС 110 кВ Пундуга	Т-1	110/10	2,5	0,268	0,385	0,266	0	0,308	0,366	0,312	0,386	0,318	0,378	2,50	10,7	15,4	10,6	0,0	12,3	14,6	12,5	15,4	12,7	15,1	0,385
62	ПС 110 кВ Семигородняя	Т-1	110/10	2,5	0,343	0,428	0,284	0,437	0,312	0,36	0,285	0,375	0,271	0,353	2,50	13,7	17,1	11,4	17,5	12,5	14,4	11,4	15,0	10,8	14,1	0
63	ПС 110 кВ Сямжа	Т-1	110/35/10	10	1,569	2,546	1,556	3	1,518	2,694	1,447	2,755	1,544	2,929	10,00	32,2	44,6	32,8	52,2	30,6	45,9	29,0	48,2	30,8	52,9	0,15
64		Т-2	110/35/10	10	1,655	1,915	1,725	2,219	1,541	1,892	1,452	2,067	1,531	2,364												
65	ПС 110 кВ Харовск-Р	Т-1	110/35/10	25	7,366	7,382	7,776	8,177	8,222	8,088	7,669	4,747	5,902	7,657	25,00	34,8	39,0	46,5	44,6	32,9	42,2	30,7	37,6	30,6	38,7	1,1
66		Т-2	110/35/10	25	1,328	2,358	3,852	2,977	0	2,451	0	4,652	1,737	2,014												
67	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/10/6	40	7,831	8,779	5,681	8,23	6,801	7,202	4,366	6,142	5,416	7,032	40,00	38,0	44,5	35,9	46,4	40,1	40,3	24,5	39,3	32,6	40,6	6
68		Т-2	110/10/6	40	7,357	9,023	8,682	10,35	9,233	8,91	5,421	9,573	7,617	9,19												
69	ПС 110 кВ Чекшино	Т-1	110/10	2,5	0,555	0,725	0,569	0,743	0,54	0,717	0,521	0,648	0,532	0,551	2,50	22,2	29,0	22,8	29,7	21,6	28,7	20,8	25,9	21,3	22,0	0,749
70	ПС 110 кВ Шуйское	Т-2	110/35/10	6,3	1,072	1,829	1,434	2,049	0,864	1,7	1,378	1,768	0,872	1,708	6,30	17,0	29,0	22,8	32,5	13,7	27,0	21,9	28,1	13,8	27,1	0,5
71	ПС 110 кВ Андома	Т-1	110/10	2,5	1,006	0,465	0,544	0,543	0,546	0,433	0,603	0,542	0,558	0,477	2,50	40,2	37,7	21,8	44,5	21,8	36,2	24,1	41,0	22,3	36,6	1,096

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора	Sном	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА										Номинальная мощность наименьшего тр-ра питающего центра в режиме N-1	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %										Максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения, МВА
			кВ	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
72		Т-2	110/10	2,5	0	0,477	0	0,569	0	0,471	0	0,482	0	0,438												
73	ПС 110 кВ Антушево	Т-1	110/35/10	6,3	0,484	0,455	0,396	0,485	0,414	0,432	0,447	0,493	0,385	0,513	6,30	56,1	45,9	19,0	63,7	49,3	63,0	66,5	61,6	51,7	78,6	2,145
74		Т-2	110/35/10	6,3	3,05	2,439	0,8	3,53	2,693	3,537	3,74	3,389	2,87	4,437												
75	ПС 110 кВ Белозерск	Т-1	110/35/10	10	1,8	3,488	3,294	4,143	4,25	3,877	1,931	3,622	2,643	3,608	10,00	42,6	67,0	51,9	74,4	59,7	63,9	35,9	66,1	43,3	65,9	0,75
76		Т-2	110/35/10	10	2,461	3,207	1,897	3,294	1,715	2,511	1,66	2,984	1,682	2,981												
77	ПС 110 кВ Белоусово	Т-1	110/35/6	16	1,655	2,677	2,301	5,821	2,535	2,692	1,447	3,672	4,867	3,148	16,00	34,4	33,4	15,6	56,7	32,2	32,0	28,9	43,9	49,1	40,6	0,8
78		Т-2	110/35/6	16	3,849	2,671	0,201	3,257	2,622	2,423	3,17	3,348	2,989	3,34												
79	ПС 110 кВ Бечевинка	Т-1	110/10	2,5	0,18	0,28	0,266	0,321	0,266	0,321	0,187	0,307	0,291	0,335	2,50	7,2	11,2	10,6	12,8	10,6	12,8	7,5	12,3	11,6	13,4	0,321
80	ПС 110 кВ Вашки	Т-1	110/35/10	10	2,57	2,845	2,186	2,235	1,507	2,502	1,453	1,544	0,926	1,553	10,00	35,7	38,8	23,7	38,6	25,4	37,1	22,4	35,5	21,8	35,5	1
81		Т-2	110/35/10	10	1	1,035	0,18	1,625	1,036	1,203	0,789	2,009	1,253	1,992												
82	ПС 110 кВ Восточная (Вытегра)	Т-1	110/35/10	16	4,59	6,524	3,906	6,543	3,784	5,883	3,938	6,29	3,887	6,025	16,00	34,4	54,3	33,2	64,1	33,6	47,7	33,4	53,1	31,9	54,1	0,2
83		Т-2	110/35/10	16	0,909	2,168	1,404	3,718	1,593	1,746	1,405	2,198	1,219	2,623												
84	ПС 110 кВ Кириллов	Т-1	110/35/10	10	1,403	2,158	1,193	3,509	2,005	2,529	1,745	2,755	1,62	2,997	10,00	56,9	72,1	55,1	86,0	54,8	66,0	52,5	76,9	51,2	78,9	1,2
85		Т-2	110/35/10	10	4,283	5,052	4,315	5,088	3,476	4,066	3,502	4,932	3,499	4,895												
86	ПС 110 кВ Коварзино	Т-2	110/35/10	6,3	0,264	0,352	0,209	0,382	0,226	0,373	0,259	0,349	0,178	0,309	6,30	4,2	5,6	3,3	6,1	3,6	5,9	4,1	5,5	2,8	4,9	0,41
87	ПС 110 кВ Метра	Т-2	110/10	2,5	0,287	0,403	0,322	0,356	0,301	0,363	0,295	0,37	0,517	0,411	2,50	11,5	16,1	12,9	14,2	12,0	14,5	11,8	14,8	20,7	16,4	0,422
88	ПС 110 кВ Никольский Торжок	Т-1	110/10	6,3	0,82	0,798	0,728	1,034	0,771	0,702	0,749	0,7	0,734	0,78	6,30	13,0	18,7	11,6	22,0	12,2	16,8	11,9	17,1	23,0	18,1	1,338
89		Т-2	110/10	6,3	0	0,381	0	0,35	0	0,355	0	0,378	0,715	0,36												
90	ПС 110 кВ Устье	Т-1	110/10	2,5	0,08	0,963	0,455	1,208	0,42	1,005	0,167	1,003	0,378	1,176	2,50	3,2	38,5	18,2	48,3	16,8	40,2	6,7	40,1	15,1	47,0	1,208
91	ПС 110 кВ Ферапонтово	Т-1	110/10	2,5	0,494	0,223	0,482	0,255	0	0,236	0,468	0,254	0,625	0,293	2,50	39,1	29,9	19,3	35,2	19,8	27,9	18,7	31,3	25,0	36,5	0,849
92		Т-2	110/10	6,3	0,484	0,525	0	0,626	0,495	0,461	0	0,529	0	0,62												
93	ПС 110 кВ Бабушкино	Т-1	110/35/10	6,3	0	2,819	2,064	2,76	1,858	2,793	1,636	2,84	1,841	2,912	6,30	59,7	81,4	65,9	87,6	64,8	83,3	71,0	99,0	71,7	92,3	0
94		Т-2	110/35/10	6,3	3,764	2,307	2,087	2,76	2,223	2,458	2,838	3,396	2,677	2,902												
95	ПС 110 кВ В С Погост	Т-1	110/10	2,5	0	0,65	0,537	0,549	0,482	0,491	0,496	0,524	0,485	0,569	2,50	0,0	26,0	21,5	22,0	19,3	19,6	19,8	21,0	19,4	22,8	0,7
96	ПС 110 кВ Верховажье	Т-1	110/35/10	10	1,245	1,687	1,377	1,811	1,336	1,425	3,612	4,259	3,538	5,384	10,00	39,2	49,7	39,8	55,5	39,9	47,7	36,1	79,6	61,6	53,8	0
97		Т-2	110/35/10	10	2,672	3,282	2,607	3,741	2,654	3,349	0	3,696	2,619	0												
98	ПС 110 кВ Власьевская	Т-1	110/10	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,50	41,9	41,6	43,0	42,6	19,4	40,8	37,8	36,2	39,2	36,7	1,074
99		Т-2	110/35/10	2,5	1,048	1,039	1,074	1,066	0,486	1,019	0,946	0,905	0,981	0,918												
100	ПС 110 кВ Лямзьга	Т-1	110/10	2,5	0,672	0,736	0,798	0,879	0,535	0,893	0,68	0,744	0,842	0,888	2,50	26,9	29,4	31,9	35,2	21,4	35,7	27,2	29,8	33,7	35,5	0,879
101	ПС 110 кВ Погорелово	Т-1	110/35/10	16	4,175	4,575	5,294	4,642	3,618	6,109	5,099	5,01	4,942	5,6	16,00	50,6	58,4	61,9	61,0	44,7	69,9	52,0	60,0	57,1	64,5	0
102		Т-2	110/35/10	16	3,925	4,767	4,617	5,123	3,526	5,072	3,217	4,595	4,196	4,716												
103	ПС 110 кВ Рослятино	Т-1	110/10	2,5	1,446	0,661	0,709	0,687	0	0,604	0,654	0,588	0,597	0,975	2,50	93,8	64,0	67,2	68,1	89,9	58,0	54,1	59,0	58,4	77,3	1,2
104		Т-2	110/10	2,5	0,898	0,94	0,972	1,016	2,247	0,847	0,698	0,886	0,862	0,958												
105	ПС 110 кВ Тарнога	Т-1	110/35/10	10	3,85	4,581	3,774	4,916	3,829	0	3,903	4,548	4,033	4,214	10,00	63,2	69,7	58,5	74,0	62,5	62,3	58,3	70,2	61,5	68,7	0,9
106		Т-2	110/35/10	10	2,468	2,388	2,078	2,488	2,423	6,231	1,926	2,472	2,114	2,657												
107	ПС 110 кВ Тотьма-1	Т-1	110/35/10	10	3,811	1,837	3,439	1,925	1,422	1,57	1,398	1,269	1,309	1,842	10,00	59,9	51,5	34,4	55,2	35,8	48,7	34,7	45,2	34,7	48,1	2,5
108		Т-2	110/35/10	10	2,181	3,309	0	3,598	2,159	3,297	2,067	3,255	2,158	2,965												

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора	Sном	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА										Номинальная мощность наименьшего тр-ра питающего центра в режиме N-1	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %										Максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения, МВА
			кВ	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
109	ПС 110 кВ Тотьма-2	Т-1	110/10	10	0	2,747	0	3,113	2,557	2,713	2,677	3,101	3,702	3,241	10,00	31,9	34,8	29,4	39,5	31,7	34,4	31,2	37,9	37,0	41,6	2
110		Т-2	110/10	10	3,19	0,73	2,937	0,835	0,611	0,73	0,446	0,693	0	0,916												
111	ПС 110 кВ Царева	Т-1	110/35/10	6,3	0,439	0,554	0,493	0,59	0,407	0,485	0,46	1,013	0,428	0,554	6,30	7,0	8,8	7,8	9,4	6,5	7,7	7,3	16,1	6,8	8,8	0,59
112	ПС 110 кВ Чушевицы	Т-1	110/35/10	10	0,3	0,451	0,337	0,505	0,243	0,452	0,461	0,506	0,174	0,604	10,00	23,9	28,7	24,5	31,6	28,3	36,7	37,1	49,8	37,1	51,9	0,8
113		Т-2	110/35/10	10	2,092	2,415	2,11	2,657	2,588	3,22	3,248	4,469	3,534	4,583												
114	ПС 110 кВ Анисимово	Т-1	110/10	2,5	0,033	0,046	0	0,047	0	0	0	0,011	0	0	2,50	72,6	82,4	72,3	91,8	77,3	91,4	87,7	97,6	88,2	14,6	2,283
115		Т-2	110/10	6,3	1,782	2,014	1,807	2,247	1,933	2,285	2,192	2,428	2,205	0,364												
116	ПС 110 кВ Бабаево	Т-1	110/35/10	16	5,176	7,421	0	8,759	5,077	7,538	3,299	4,824	3,174	0	16,00	52,6	74,7	60,6	86,6	52,0	76,3	55,8	77,4	48,9	83,6	0
117		Т-2	110/35/10	16	3,238	4,525	9,699	5,091	3,235	4,664	5,622	7,56	4,652	13,38												
118	ПС 110 кВ Батран	Т-1	110/35/10	10	1,751	2,365	1,973	3,323	1,694	2,638	3,031	3,613	1,737	3,041	10,00	52,3	58,9	44,3	65,7	41,6	78,4	54,8	66,3	38,1	65,8	5,5
119		Т-2	110/35/10	10	3,48	3,525	2,46	3,243	2,466	5,204	2,444	3,012	2,072	3,535												
120	ПС 110 кВ Еникоево	Т-1	110/10	6,3	1,531	1,396	1,252	1,879	1,024	1,582	1,018	1,553	1,184	1,533	6,30	24,3	32,7	30,0	40,6	23,6	34,5	23,4	35,2	26,6	33,2	2
121		Т-2	110/10	6,3	0	0,662	0,637	0,677	0,463	0,589	0,455	0,667	0,49	0,557												
122	ПС 110 кВ Желябово	Т-1	110/10	2,5	0,84	1,128	0,674	1,432	0,616	0,956	0,716	1,207	0	0,341	2,50	53,4	62,9	42,6	80,4	41,2	57,3	46,3	70,4	41,1	68,0	1,972
123		Т-2	110/10	2,5	0,496	0,444	0,392	0,577	0,413	0,477	0,442	0,552	1,027	1,358												
124	ПС 110 кВ Загородная	Т-1	110/10	10	1,653	1,329	0,524	1,561	0,45	1,094	0,508	1,363	0,608	1,576	10,00	16,5	23,4	11,3	26,2	11,0	20,4	10,9	23,2	12,3	29,0	2
125		Т-2	110/10	10	0	1,014	0,61	1,055	0,653	0,942	0,577	0,959	0,623	1,322												
126	ПС 110 кВ Заполье	Т-2	110/10	2,5	0,496	0,436	0,37	0,558	0,48	0,44	0,449	0,207	0,455	0,609	2,50	19,8	17,4	14,8	22,3	19,2	17,6	18,0	8,3	18,2	24,4	0,558
127	ПС 110 кВ Заягорба	Т-1	110/10	40	4,913	9,44	10,71	9,78	6,421	7,3	10,23	17,64	5,181	7,522	40,00	27,1	49,5	41,7	48,7	33,2	45,5	52,8	71,4	33,4	46,3	15
128		Т-2	110/10	40	5,938	10,35	5,972	9,699	6,857	10,88	10,9	10,9	8,17	10,99												
129	ПС 110 кВ Избощи	Т-1	110/35/10	10	0,536	0,636	1,342	0,634	0,469	0,557	0,502	0,654	0,534	0,624	10,00	5,4	6,4	13,4	6,3	4,7	5,6	5,0	6,5	5,3	6,2	0,4
130	ПС 110 кВ Искра	Т-1	110/10	40	0	11,27	9,429	13,01	11,23	13,69	10,94	26,64	11,23	13,99	40,00	50,3	63,1	47,3	68,2	58,6	67,7	54,8	100,2	57,7	70,2	15
131		Т-2	110/10	40	20,14	13,96	9,486	14,25	12,19	13,4	10,96	13,45	11,85	14,1												
132	ПС 110 кВ Кадуй	Т-1	110/35/10	6,3	2,363	2,827	2,085	3,173	2	2,626	2,066	2,736	2,05	2,858	6,30	56,0	64,4	47,8	73,8	43,5	56,1	46,1	59,5	47,1	64,6	1,4
133		Т-2	110/35/10	6,3	1,168	1,23	0,924	1,476	0,74	0,91	0,837	1,013	0,915	1,212												
134	ПС 110 кВ Климовская	Т-1	110/35/10	16	2,621	2,605	2,987	2,845	2,403	2,639	2,081	2,491	0	1,949	10,00	26,2	29,2	35,4	31,9	27,5	30,0	23,6	30,0	24,9	25,4	2,8
135		Т-2	110/35/10	10	0	0,311	0,55	0,342	0,35	0,36	0,275	0,505	2,486	0,592												
136	ПС 110 кВ Коротово	Т-1	110/35/10	10	2,606	1,52	0,903	1,806	0,963	1,144	1,018	1,545	0	1,642	6,30	41,4	46,9	30,9	58,5	29,9	39,1	32,8	49,5	32,9	48,7	0,5
137		Т-2	110/35/10	6,3	0	1,436	1,043	1,879	0,923	1,32	1,049	1,572	2,071	1,426												
138	ПС 110 кВ Неласкос	Т-1	110/10	2,5	0,448	0,841	0,562	0,699	0,485	0,727	0,471	0,653	0,596	0,684	2,50	36,0	51,9	59,9	48,2	32,0	41,0	26,6	40,8	36,2	82,7	1,284
139		Т-2	110/10	2,5	0,453	0,456	0,935	0,506	0,315	0,297	0,195	0,367	0,31	1,384												
140	ПС 110 кВ Нифантово	Т-1	110/35/10	10	4,182	3,976	1,9	7,107	3,201	3,697	4,039	3,803	3,647	4,262	10,00	69,9	73,8	79,2	71,1	64,5	74,0	73,7	96,9	70,6	81,8	2
141		Т-2	110/35/10	10	2,803	3,402	6,024	0	3,25	3,707	3,326	5,884	3,417	3,915												
142	ПС 110 кВ Новые Углы	Т-1	110/35/10	25	2,292	2,317	2,504	4,109	2,339	4,353	2,286	2,288	2,497	2,467	25,00	28,6	34,8	27,5	37,8	15,2	22,4	16,8	30,3	15,5	14,7	5,9
143		Т-2	110/35/10	25	4,866	6,392	4,381	5,336	1,454	1,247	1,907	5,283	1,385	1,208												
144	ПС 110 кВ Петринево	Т-1	110/35/10	10	1,148	0,878	1,026	1,007	0,919	0,869	0,976	1,106	0,899	0,673	10,00	17,0	16,0	15,2	18,0	13,1	14,7	14,9	17,9	13,0	16,1	0,7
145		Т-2	110/35/10	10	0,554	0,72	0,491	0,797	0,392	0,596	0,51	0,688	0,402	0,94												

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора	Sном	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА										Номинальная мощность наименьшего тр-ра питающего центра в режиме N-1	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %										Максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения, МВА
			кВ	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	МВА	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	17.06.2020	16.12.2020	16.06.2021	15.12.2021	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
146	ПС 110 кВ Покровское	Т-1	110/10	2,5	0,123	0,18	0,108	0,208	0,12	0,212	0,119	0,208	0,119	0,23	2,50	4,9	7,2	4,3	8,3	4,8	8,5	4,8	8,3	4,8	9,2	0,234
147	ПС 110 кВ Поселковая	Т-1	110/10	10	1,185	1,426	1,051	2,201	1,785	1,945	0,927	1,612	1,138	1,555	10,00	34,6	38,6	34,8	46,6	40,2	27,8	16,5	24,8	19,0	23,4	0,5
148		Т-2	110/10	10	2,271	2,429	2,431	2,456	2,233	0,833	0,723	0,867	0,763	0,785												
149	ПС 110 кВ Стеклозавод	Т-1	110/10	10	0,107	0,126	0,711	0,134	0,088	0,39	1,594	2,488	4,182	4,739	10,00	1,3	1,4	7,3	1,5	1,0	4,1	16,1	25,1	42,0	47,6	0,724
150		Т-2	110/10	10	0,019	0,016	0,019	0,019	0,016	0,016	0,019	0,022	0,014	0,019												
151	ПС 110 кВ Суда	Т-1	110/35/10	10	3,471	3,814	3,649	4,423	3,269	4,095	3,331	3,589	2,688	3,551	10,00	52,1	63,2	51,5	72,7	48,3	66,3	51,4	63,1	41,9	59,6	1
152		Т-2	110/35/10	10	1,74	2,503	1,505	2,848	1,561	2,539	1,813	2,718	1,504	2,407												
153	ПС 110 кВ Устюжна	Т-1	110/35/10	10	3,496	4,581	2,628	6,23	2,74	5,285	4,141	4,731	2,83	4,638	10,00	77,1	105,3	57,0	**124,6**	63,8	103,4	74,8	120,4	65,3	99,4	2,5
154		Т-2	110/35/10	10	4,209	5,944	3,071	6,23	3,637	5,056	3,336	7,313	3,697	5,3												
155	ПС 110 кВ Чагода	Т-1	110/35/10	16	4,082	3,51	4,06	4,497	3,762	4,29	4,215	3,644	3,921	4,65	16,00	68,3	60,7	57,4	78,7	65,4	70,1	58,8	49,0	52,9	62,6	1,5
156		Т-2	110/35/10	16	6,844	6,206	5,125	8,101	6,705	6,933	5,2	4,199	4,546	5,372												
157	ПС 110 кВ Южная	Т-1	110/35/10	40	0	0	0	0,89	2,605	4,623	1,873	2,207	1,036	1,992	40,00	0,0	0,0	0,6	10,3	12,7	20,8	5,8	14,8	7,5	17,5	0,75
158		Т-2	110/35/10	40	0	0	0,225	3,215	2,468	3,7	0,44	3,703	1,976	5,014												
159	ПС 110 кВ Шексна	Т-1	110/35/6	40	10,38	15,56	13,04	16,4	11,7	13,71	9,657	13,74	8,321	13,04	40,00	53,6	80,9	66,6	82,0	63,6	61,4	49,7	70,5	59,2	70,2	8
160		Т-2	110/35/6	40	11,06	16,79	13,61	16,4	13,75	10,86	10,2	14,46	15,37	15,06												
161	ПС 110 кВ ИП Сокол	Т-1	110/10/10	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,068	0,703	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	4,7	0
162		Т-2	110/10/10	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,47												
163	ПС 110 кВ ВОМЗ	Т-1	110/10/10	40	12,3	8,316	9,253	10,55	8,897	22,18	8,316	10,39	7,814	10,42	40	47,4	52,5	46,1	53,0	44,6	55,4	41,1	51,8	43,1	49,5	8,48
164		Т-2	110/10/10	40	6,666	12,67	9,174	10,64	8,936	0	8,131	10,35	9,412	9,398												

Исходные данные по максимальной загрузке ЦП в дни контрольных замеров за прошедшие 5 лет, а также максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения предоставлены Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад» письмом № МР2/2/1512/584 от 04.02.2022 года «О предоставлении необходимых данных для разработки СИПР ВО на 2023-2027 г.г.».

В соответствии с письмом Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» от 04.02.2022 № МР2/2/15/2/584 выполнен анализ следующих объектов электроэнергетики: ПС 110 кВ Дымково, ПС 110 кВ Кич. Городок, ПС 110 кВ Вохтога Р., ПС 110 кВ Кубенская, ПС 110 кВ Бабушкино, ПС 110 кВ Искра, ПС 110 кВ Устюжна; ПС 110 кВ Шексна

Анализ загрузки подстанций по состоянию на 01.03.2022 года выполнен на основании фактической нагрузки существующих трансформаторов, определенной как наибольшая величина нагрузки трансформаторов в дни проведения контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения на объектах электросетевого хозяйства за пятилетний ретроспективный период, с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий.

ПС 110 кВ Дымково.

По данным летнего контрольного замера 2021 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Дымково (Т-1*16 МВА +Т-2*10 МВА) составила 11,52 МВА.

- Т-1 (ТДТН-16000/110/35/10) год ввода - 1980,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1978.

В схеме аварийного отключения Т-1 ПС 110 кВ Дымково загрузка Т-2 ПС 110 кВ Дымково достигает 115,2 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 100 % при температуре контрольного замера +17,5°С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 5 МВА, что позволит снизить загрузку ЦП до 65 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов. А также в соответствии с информацией от собственника, в связи с ранее проведенными ремонтными работами и работами по обслуживанию трансформаторного оборудования для трансформаторов Т-1, Т-2 допускается аварийная перегрузка до 135 % от Sном в течение 1,5 ч.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Кич. Городок.

По данным зимнего контрольного замера 2021 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кич. Городок (2*10 МВА) составила 10,64 МВА.

- Т-1 (ТДТН-10000/110/35/10) год ввода - 1980,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1965.

В схеме аварийного отключения Т-1 ПС 110 кВ К.Городок загрузка Т-2 ПС 110 кВ К.Городок достигает 106,4 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 116 % при температуре контрольного замера -2,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Вохтога Р.

По данным зимнего контрольного замера 2018 года нагрузка ПС 110 кВ Вохтога Р. (2х10 МВА) составила 12,152 МВА.

- Т-1 (ТДН-10000/110/10) год ввода - 1975,

- Т-2 (ТДН-10000/110/10) - год ввода 1975.

В схеме аварийного отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Вохтога Р. загрузка Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Вохтога Р. достигает 121,5%, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

В связи с возможной недопустимой перегрузкой оборудования при текущих нагрузках по ЦП, необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вохтога с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 10 МВА на трансформаторы номинальной мощностью 16 МВА.

ПС 110 кВ Кубенское

По данным зимнего контрольного замера 2021 года нагрузка ПС 110 кВ Кубенское (2х10 МВА) составила 13,37 МВА.

- Т-1 (ТДТН-10000/110-76У1) год ввода - 1986,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1987.

В схеме аварийного отключения Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Кубенское загрузка Т-2(Т-1) ПС 110 кВ Кубенское достигает 133,7 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 116 % при температуре контрольного замера -2,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 4,5 МВА в течение 2,5 ч (загрузка соседних ЦП в нормальной схеме после осуществления перевода будет находиться в допустимых пределах), что позволит снизить загрузку ЦП до 88,7 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Бабушкино.

По данным зимнего контрольного замера 2020 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Бабушкино (2*6,3 МВА) составила 6,24 МВА.

- Т-1 (ТМТН-6300/110/35/10) год ввода - 1986,
- Т-2 (ТДТН-6300/110/35/10) - год ввода 1977.

В схеме аварийного отключения Т-2 ПС 110 кВ Бабушкино загрузка Т-1 ПС 110 кВ Бабушкино достигает 99 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 117 % при температуре контрольного замера -4,7 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Искра

По данным зимнего контрольного замера 2020 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Искра (2*40 МВА) составила 40,089 МВА.

- Т-1 (TOTRc-40000/110/10) год ввода - 2011,
- Т-2 (TOTRc-40000/110/10) год ввода – 2011.

В схеме аварийного отключения Т-2 ПС 110 кВ Искра загрузка Т-1 ПС 110 кВ Искра достигает 100,2 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 125 % при температуре контрольного замера -4,7 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 15 МВА, что позволит снизить загрузку ЦП до 63 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Устюжна

По данным зимнего контрольного замера 2018 года нагрузка ПС 110 кВ Устюжна (2х10 МВА) составила 12,46 МВА.

- Т-1 (ТДТН-10000/110/35/10) год ввода - 1978,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1988.

В схеме аварийного отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Устюжна загрузка Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Устюжна достигает 124,6 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние питающие центры в объеме 2,5 МВА за время 1,5 часа, что позволит снизить загрузку ЦП до 99,6 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов. А также в соответствии с информацией от собственника, в связи с ранее проведенными ремонтными работами и работами по обслуживанию трансформаторного оборудования для трансформаторов Т-1, Т-2 до 2027 г. допускается аварийная перегрузка до 135 % от Sном в течение 1,5 ч.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Шексна

По данным зимнего контрольного замера 2018 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шексна (2*40 МВА) составила 32,8 МВА.

- Т-1 (ТДТН-40000/110/35/6) - год ввода 1984,
- Т-2 (ТДТН-40000/110/35/6) - год ввода 1984.

В схеме аварийного отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шексна загрузка Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Шексна достигает 82 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 8 МВА, что позволит снизить загрузку ЦП до 62 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

Перечень перегруженных трансформаторов на 2022 год, рекомендуемых к замене, представлен в таблице 63.

Таблица 63. Рекомендации по замене существующих трансформаторов 110 кВ в порядке приоритетности (без учета перспективных нагрузок)

№	Параметры тр-ров ПС			Год появления перегрузки	Коэффиц. Загрузки, Кз авар	Рекомендации по замене	Год замены
	Наименование ПС	Дисп. Наим.	Sном, кВА				
1	ПС 110 кВ Вохтога	Т-1	10 000	2018	1,21	Замена Т-1 и Т-2 2×10 МВА на новые 2×16 МВА	2022
		Т-2	10 000		1,21		

III-4. Наличие отдельных частей энергосистемы, характеризующихся повышенной вероятностью возникновения недопустимых режимов работы энергосистемы, связанных с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения)

В энергосистеме Вологодской области присутствуют отдельные части энергосистемы, характеризующиеся повышенной вероятностью возникновения недопустимых режимов работы энергосистемы, связанных с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения).

Данные проблемные места и мероприятия по их исключению изложены в исходных данных предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ письмом от 10.02.2022 № Р18-б1-III-19-193КТ «О предоставлении исходных данных для СиПР Вологодской области на 2023 2027 гг.», подтверждены выполненным их анализом и расчетами электрических режимов в настоящей работе, и отражены в Таблице 72 «Перечень мероприятий базового варианта СиПР, включающий объемы строительства сетей 110 кВ и выше Вологодской области на период 2023-2027 гг.».

РАЗДЕЛ IV. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

IV-1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (с разбивкой по годам) по Вологодской области с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов

Прогноз потребления электроэнергии и мощности по базовому варианту развития энергосистемы Вологодской области

В соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы, разработанной АО «СО ЕЭС», предполагается, что потребление электроэнергии в энергосистеме Вологодской области возрастает по базовому варианту прогноза с 14580 млн. кВт·ч в 2022 г. до 14856 млн. кВт·ч в 2027 г., или на 276 млн. кВт·ч., тем самым среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии в период 2022-2027 гг. составит 0,38%.

Это более чем на порядок ниже среднегодовых темпов прироста в Вологодской области по централизованной зоне в период подъема экономики с 1999 по 2007 год (2,81%).

Потребление мощности за период 2022-2027 год в рамках базового варианта возрастет — с уровня 2166 МВт в 2022 году до 2207 МВт в 2027 году, т.е. прирост составит 1,89 % к уровню 2022 года со среднегодовым темпом прироста потребления мощности 0,38 %.

Таблица 64. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергосистеме Вологодской области по базовому варианту

Показатель	Прогноз					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Вологодской области — базовый вариант, млн кВт·ч	14580	14677	14640	14755	14822	14856
Среднегодовой темп изменения, %	-	0,7	-0,3	0,8	0,5	0,2
Потребление мощности в энергосистеме Вологодской области — базовый вариант, МВт	2166	2180	2169	2192	2202	2207
Среднегодовой темп изменения, %	-	0,6	-0,5	1,1	0,5	0,2
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	10021	10823	10833	10858	10825	10834
Сальдо, млн кВт·ч	4559	3854	3807	3897	3997	4022

Таблица 65. Установленная мощность генерирующего оборудования до 2027 г. по типам электростанций Вологодской области, МВт

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Энергосистема Вологодской области, всего	1411,0	1411,0	1411,0	1411,0	1411,0	1411,0
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1384,7	1384,7	1384,7	1384,7	1384,7	1384,7

IV-2. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Вологодской области мощностью более 5 МВт (в том числе генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии) на пятилетний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации

Планируемые к выводу из эксплуатации генерирующие объекты на основании актуальной Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период на электростанциях Вологодской области для базового варианта развития не предусматривается.

IV-3. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

Планируемых к строительству и вводу новых генерирующих мощностей на территории Вологодской области на основании актуальной Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период на электростанциях Вологодской области для базового варианта развития не предусматривается.

IV-4. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

Базовый вариант

В соответствии с прогнозируемыми уровнями роста нагрузки и планируемым изменением мощности генерирующего оборудования сформированы перспективные балансы мощности по энергосистеме Вологодской области на 2022-2027 годы по базовому варианту развития (таблица 66).

Таблица 66. Баланс мощности энергосистемы Вологодской области в 2022-2027 гг. по базовому варианту развития, МВт

Энергосистема Вологодской области	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (собственный максимум)	2166	2180	2169	2192	2202	2207
Покрытие (установленная мощность)	1411	1411	1411	1411	1411	1411
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1384,7	1384,7	1384,7	1384,7	1384,7	1384,7
Избыток (+) / Дефицит (-)	-755,0	-769,0	-758,0	-781,0	-791,0	-796,0

Динамика изменения соотношения потребности региона в электрической мощности с возможностью ее покрытия за период 2022-2027 гг. по базовому варианту развития представлена в графическом виде на рисунке 13.

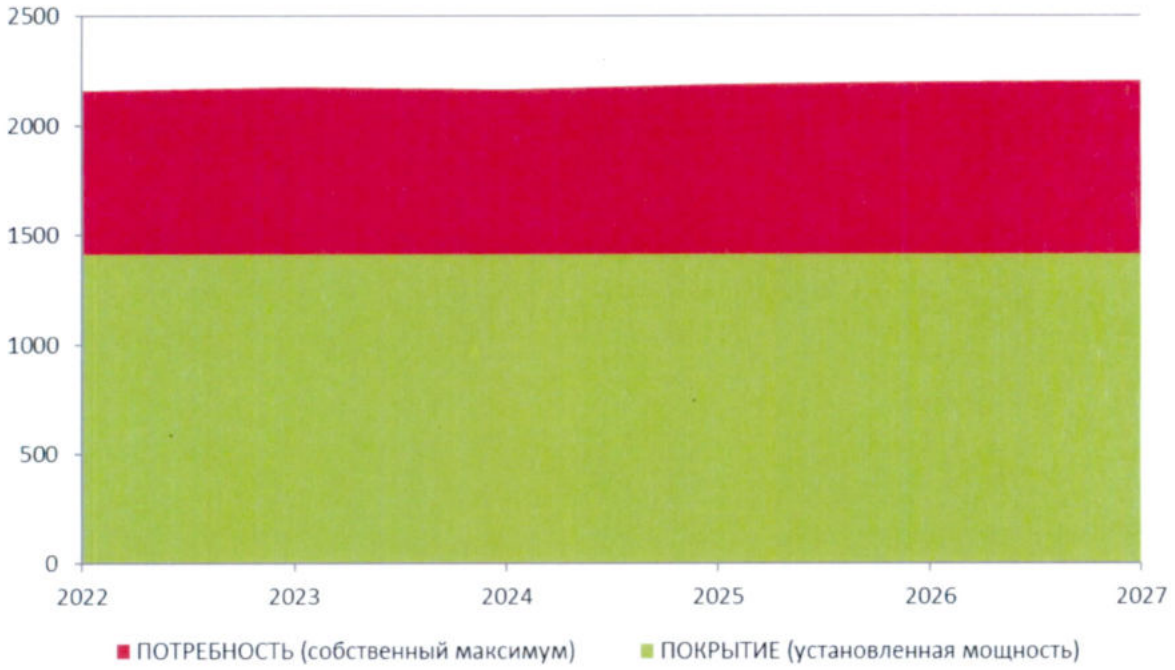


Рисунок 13. Динамика изменения потребности и покрытия электрической мощности 2022-2027 гг. по базовому варианту развития, МВт

Перспективный баланс электропотребления по базовому варианту развития представлен в таблице 67.

Таблица 67. Баланс электрической энергии энергосистемы Вологодской области в 2022-2027 гг. по базовому варианту развития, млрд. кВт·ч

Энергосистема Вологодской области	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Потребность (потребление электрической энергии)	14,580	14,677	14,640	14,775	14,822	14,856
Покрытие (производство электрической энергии)	10,021	10,823	10,833	10,858	10,825	10,834
Избыток (+) / Дефицит (-)	-4,559	-3,854	-3,807	-3,917	-3,997	-4,022

Динамика изменения соотношения потребности региона в электрической энергии с возможностью ее покрытия за период 2022-2027 гг. по базовому варианту развития представлена в графическом виде на рисунке 14.

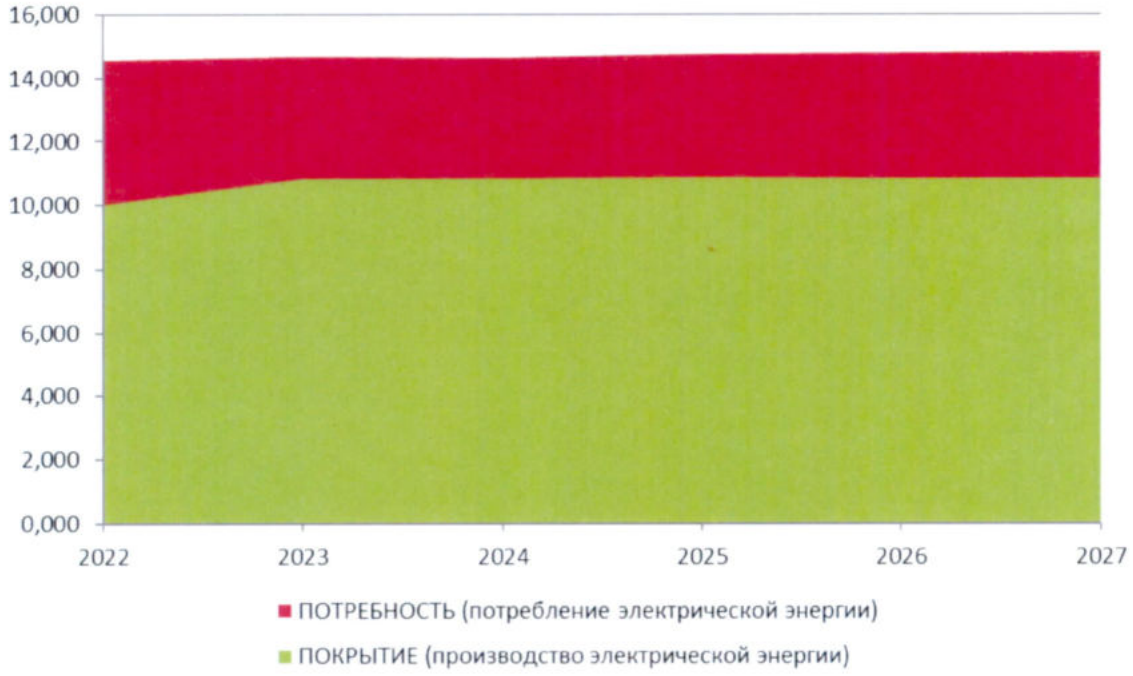


Рисунок 14. Динамика изменения потребности и покрытия электрической энергии 2022-2027 гг. по базовому варианту развития, млрд.кВт.час.

Анализ данных, представленных в таблицах 66 и 67, показывает, что энергосистема Вологодской области в перспективе останется дефицитной как по мощности, так и по электрической энергии; дефицит мощности к 2027 г. составит 796 МВт, электроэнергии — 4,02 млрд. кВт·ч. Таким образом, за рассматриваемый период покрытие балансов электроэнергии и мощности может быть обеспечено только за счет сальдо-перетока из соседних энергосистем.

IV-5. Предложения по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы напряжением 110 кВ и выше

На основании исходных данных, предоставленных Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС, Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад», АО «ВОЭК», МУП «Электросеть» – мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов напряжением 110 кВ – не требуется. Предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше изложены в исходных данных предоставленных письмом от 10.02.2022 № Р18-б1-III-19-193КТ «О предоставлении исходных данных для СиПР Вологодской области на 2023 2027 гг.» и отражены в Таблице 72 «Перечень мероприятий базового варианта СиПР, включающий объемы строительства сетей 110 кВ и выше Вологодской области на период 2023-2027 гг.».

По результатам расчетов электрических режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 “Расчёты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем”, не

выявлено необходимости нового ввода или реконструкции первичного основного оборудования напряжением 110 кВ и выше.

IV-6. Формирование перечня реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Вологодской области, предусмотренного СиПР, а также для обеспечения надежного энергоснабжения (в том числе, для устранения отдельных частей энергосистемы, характеризующихся повышенной вероятностью возникновения недопустимых режимов работы) и качества электрической энергии на территории Вологодской области, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям

На рассматриваемый период 2022-2027 годов согласно инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденной приказом Минэнерго России от 30.12.2020 № 34@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@» планируется ввод следующих объектов:

- в 2025 году планируется завершить «Комплексную реконструкцию ПС 500 кВ Череповецкая» с заменой существующего трансформаторного оборудования на аналогичные по мощности (2×501 МВА), реактора 500 кВ на аналогичные по мощности (180 Мвар);
- в 2025 году планируется реконструкция ПС 220 кВ Ростилово с заменой одного трансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на новый номинальной мощностью 125 МВА.

IV-7. Выполнение расчетов и проведение анализа электроэнергетических режимов энергосистемы для формирования предложений по развитию электрической сети Вологодской области

Расчеты электрических режимов выполнялись на программном комплексе RastrWin. Из общего количества рассчитанных схемно-режимных ситуаций были выделены наиболее показательные для характерных режимов, в которых наблюдается максимальная загрузка элементов, либо отклонение режимных параметров от допустимых.

Для зимнего периода рассматриваются схемно-режимные ситуации аварийного отключения в нормальной схеме сети и схемах единичного ремонтного отключения элементов, для летнего периода – сочетания ремонта (единичного или двойного) и аварийного отключения.

Расчеты потокораспределения в электрических сетях энергосистемы Вологодской области выполнены на текущий 2022 год, а также расчетный период развития энергосистемы 2023-2027 гг. для характерных нормальных схем и послеаварийных режимов.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Вологодской области на период 2022 - 2026 годы учитывались:

- Методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской федерации на 5-летний период;
- Методические указания по устойчивости энергосистем;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.
- ГОСТ Р 58670-2019 "Расчёты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем".

Расчётные модели выполнялись в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019, связанными с учётом двух вариантов температур наружного воздуха для зимнего и летнего периодов, а также с изменением уровней потребления при изменении температуры. Для режимов зимних максимальных и минимальных нагрузок были учтены Тн.в. +5 °С и -32 °С, для режимов летних максимальных и минимальных нагрузок +17 °С и +25 °С. Ниже по тому приводится следующее обозначение рассматриваемых режимов:

- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-32 °С), далее – зимний режим максимальных нагрузок;
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-32 °С), далее – зимний режим минимальных нагрузок;
- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (+5 °С), далее – зимний режим максимальных нагрузок (ГОСТ);
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (+5 °С), далее – зимний режим минимальных нагрузок (ГОСТ);
- летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) при температуре воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С (+25 °С), далее – летний режим максимальных нагрузок (ПЭВТ);
- летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+17 °С), далее – летний режим максимальных нагрузок;
- летний режим минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+17 °С), далее – летний режим минимальных нагрузок.

Расчеты режимов потокораспределения выполнены по рассматриваемым годам 2022, 2023-2027 гг. для наиболее характерных режимов энергосистемы Вологодской области:

– режим зимних максимальных нагрузок при температуре -32 °С;
– режим зимних минимальных нагрузок при температуре -32 °С;
– режим зимних максимальных нагрузок при температуре +5 °С;
– режим летних максимальных нагрузок при температуре +25 °С;

– режим летних максимальных нагрузок при температуре +17 °С;

– режим летних минимальных нагрузок при температуре +17 °С.

Расчеты режимов проводились с целью:

–выявления «узких мест» и необходимых объемов реконструкции и нового электросетевого строительства для их ликвидации;

–проверки пропускной способности сети для расчетного уровня нагрузок;

–оценки уровней напряжения и выбора средств регулирования напряжения в сети;

–проверки обоснованности предлагаемых к выполнению мероприятий региональными сетевыми и энергетическими компаниями.

Допустимые токовые нагрузки проводов и оборудования подстанций приняты по данным, предоставленным собственниками.

Результаты расчетов электрических режимов представлены в приложении 2.

Уровни напряжений во всех проведенных расчетах соответствуют нормированным значениям, установка дополнительных средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме Вологодской области не требуется.

Результаты выполненных расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения послужили основанием для разработки рекомендаций, позволяющих обеспечить надежную работу сетей 110 кВ и выше энергосистемы на период 2023-2027 гг. в районах, которые в настоящее время характеризуются высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы.

При проведении расчетов установившихся режимов были учтены перспективный рост нагрузок по узлам энергосистемы в соответствии с предоставленными техническими условиями на технологическое присоединение электроустановок.

Таблица 68. Перечень основных перспективных потребителей по базовому варианту

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации	Мощность с учетом коэффициента реализации, кВт	ЦП 35 кВ и выше	Год ввода	Номер договора	Дата подписания договора
1	Идалеспром, ООО	Завод, 161350, Вологодская обл, Бабушкинский р-н, Юрманга п, ЗУ 35:15:0201001:296	900,0	0,9	810,0	ПС Бабушкино 110/35/10	2022	26-01521Т/19	07.05.2019
2	РЖД, ОАО	ПС 110/27,5/10 кВ "Бабаево-тяговая", Вологодская обл, Бабаевский р-н, Бабаево г, ст. Бабаево, 353 км ПК1+40, 47-00-10/2003-205	4900,0	0,7	3430,0	ПС 110 кВ Бабаево-тяговая	2022	26-01674Ч/19	28.05.2019
3	Плитвуд, ООО	Производственная база, 162040, Грязовецкий р-н, п.Вохтога	3000,0	0,9	2700,0	ПС Вохтога 110/10кВ	2024	26-04407В/19	23.01.2020
4	АО Племзавод «Заря»	Животно-водческий комплекс	1600,0	0,7	1120,0	ПС 110 кВ Грязовец	2025	№ СПБ80-13637В/21	03.12.2021
5	ООО «Вологодский молочный завод»	Молочный завод	3500,0	0,7	2450,0	ПС 110 кВ Искра	2022	№ 1589/3-2	30.05.2017
6	АО «ЧФМК»	Фанерно-мебельный комбинат	1500,0	0,3	450,0	ПС 110 кВ Искра	2022	№ 26-00045Ч/21	16.07.2021
7	Вологдаоблэнерго, АО	КЛ 10 кВ, РП 10 кВ, 160032, Вологодская обл, Вологда г, Архангельская ул, дом № 3, 35:24:0502008:3851	4900,0	0,4	1960,0	ПС Луговая 110/35/10кВ	2022	26-04264В/16	11.10.2016
8	РЖД, ОАО	"Строительный ангар для ремонта дорожно-строительной техники на территории производственной базы ПМС-113 ст.Лоста", г. Вологда, производственная база	950,0	0,7	665,0	ПС Луговая 110/35/10кВ	2022	26-00144В/20	12.02.2020

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации	Мощность с учетом коэффициента реализации, кВт	ЦП 35 кВ и выше	Год ввода	Номер договора	Дата подписания договора
9	ООО «ЖСИ»	жилой комплекс	895,2	0,4	358,1	ПС 110 кВ Луговая	2023	№ ТП-12/1332	06.05.2013
			1049,2	0,4	419,7		2024		
			795,0	0,4	318,0		2025		
			1649,0	0,4	659,6		2026		
			2657,3	0,4	1062,9		2027		
10	Северное машиностроительное предприятие, ЗАО	КЛ 6кВ, ЗТП 6/0.4 (Производственная база ЗАО "СеверМаш"), г.Вологда, Залинейная ул, д.22, 35:24:0102005:3351	1254,0	0,7	877,8	ПС Западная 110/35/6кВ	2022	СПБ80-09496В/20	31.08.2020
11	Вологдагорводоканал МУП ЖКХ	Очистные сооружения водопровода, г.Вологда, ул.Клубова, д.54, ЗУ 35:24:0102001:0231	4900,0	0,7	3430,0	ПС Западная 110/35/6кВ	2023	26-00027В/21	16.04.2021
12	ИП Роздухов М.Е.	Производственная база	1370,0	0,3	411,0	ПС 110 кВ Ананьино	2022	№ ТП-21/00136	10.03.2021
13	ООО «ЖСИ»	Квартал жилой застройки	2 693,9	0,4	1077,5	ПС 110 кВ Восточная	2024	№ ТП-13/0846	26.11.2013
			1295,6	0,4	518,2		2025		
14	ЗАО «Горстройзаказчик»	жилой комплекс	888,0	0,4	355,2	ПС 220 кВ Вологда-Южная	2024	№ ТП-15/0976	15.08.2016
15	ООО «ВологдаСтрой Заказчик»	жилые дома	479,7	0,4	191,9	ПС 220 кВ Вологда-Южная	2023	№ ТП-16/1713	21.12.2016
16	Департамент строительства Минобороны РФ	ГПП 110/10 кВ в/ч 25594	6030,0	0,4	2412,0	ПС 110 кВ Шексна, ПС 110 кВ Ермаково, ПС	2022	ВОЛ9ТП/660/21/ДС-2021-12	31.11.2021

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации	Мощность с учетом коэффициента реализации, кВт	ЦП 35 кВ и выше	Год ввода	Номер договора	Дата подписания договора
			4540,0	0,4	1816,0	110 кВ Кипелово (Т)	2024		
17	ООО «ИнвестЖилСтрой»	жилые дома, торговые помещения	19990,0	0,4	7996,0	ПС 220 кВ ГПП-2 ООО «ЭТА»	2023	№ ЭТА-ТП02/14	19.09.2014
18	АО «ВОЭК»	РП 10 кВ № 42	4830,0	0,4	1932,0	ПС 110 кВ ГПП-1	2022	№ ЭТА-ТП01/16	16.03.2016
19	АО «Березник»	производственная база	4000,0	0,3	1200,0	ПС 110 кВ ИП Сокол	2024	№ ТП-19/00388	16.05.2019
20	ООО «Биоэнергетика»	деревообрабатывающее предприятие	1000,0	0,9	900,0	ПС 110 кВ ГДЗ	2022	№ ТП-16/1867	30.01.2017
21	ООО «Холбит»	Лесоцех	3500,0	0,9	3150,0	ПС 110 кВ Погорелово	2023	№ 26-00064Т	09.09.2021
22	Дорожное эксплуатационное предприятие № 184, ОАО	Асфальто-бетонный завод, 162300, Вологодская обл, Верховажский р-н, Костюнинская (Наумовский с/с) д, дом № 15, ЗУ 35:07:0105004:0001	930,0	0,7	651,0	ПС Верховажье 110/35/10кВ	2022	26-00506Т/20	27.02.2020
23	Управление капитального строительства и ремонтов МКУ	ПС 110/10 кВ Индустриального парка "Череповец", Вологодская обл, Череповец г, Северное ш, ЗУ 35:21:0102004:251	16000,0	0,7	11200,0	ПС РПП-1 220/110/10	2022	26-04280Ч/15	11.03.2016

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации	Мощность с учетом коэффициента реализации, кВт	ЦП 35 кВ и выше	Год ввода	Номер договора	Дата подписания договора
24	Региональное управление заказчика кап.строительства Западного военного округа-филиал Федерального казенного предприятия «Управление заказчика капитального строительства Минобороны РФ»	Обустройство военного городка №6 филиала Военной академии Министерства обороны РФ	2030,0	0,3	609,0	ПС 110 кВ ГПП-9	2023	№ 6961/3-2	15.07.2016
25	Павлов Д.О.	Здание делового центра	3300,0	0,3	990,0	ПС 110 кВ ГПП-9	2025	б/н	03.06.2021
			1600,0	0,3	480,0		2026		
26	ООО «Череповецкий завод сварочных материалов»	Производственное сооружение	1600,0	0,7	1120,0	ПС 110 кВ ГПП-9	2023	б/н	03.06.2021
27	Государственное казенное учреждение ВО «Служба единого заказчика»	Объект медицинского учреждения	1000,0	0,3	300,0	ПС 220 кВ Зашекснин-ская	2023	№ 14175/3-2	17.11.2021
28	ООО «Шекснинская птицефабрика»	Производственное сооружение	920,0	0,7	644,0	ПС 110 кВ Нифантово	2022	№ 26-00072Ч/21	30.11.2021
29	ЖИЛСТРОЙИНДУСТ РИЯ ООО	Жилой дом	820,0	0,4	328,0	ПС 35/6 "Северная"	2024	ТП-12/00477	25.10.2012
30	СОВХОЗ ЗАРЕЧЬЕ ОАО	Тепличное хозяйство	500,0	0,9	450,0	ПС 35/6 кВ «Северная»	2023	ТП-14/00825	27.08.2014
31	Вологдаагрострой ААК АО	Комплекс жилых домов	405,0	0,4	162,0	ПС 220/110/35/10/6 кВ «Вологда-	2022	ТП-17/01213	17.11.2017

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации	Мощность с учетом коэффициента реализации, кВт	ЦП 35 кВ и выше	Год ввода	Номер договора	Дата подписания договора
						Южная			
32	Роздухов Максим Евгеньевич ИП	Супермаркет и многоквартирные жилые дома	650,0	0,4	260,0	ПС 110/35/10 "Восточная"	2022	ТП-18/00696	12.07.2018
33	СЗ ЖЕЛЕЗОБЕТОН-12 ООО	Комплекс многоквартирных жилых домов	1700,0	0,4	680,0	ПС 35/6 "Городская"	2023	ТП-18/01081	13.09.2018
34	Тирвас ООО	База отдыха "Костяевка"	1350,0	0,3	405,0	ПС 220/110/10 "Зашекснинская"	2024	ТП-18/01340	24.09.2018
35	СУ-24 ООО	Многоквартирные жилые дома №1 и №2 по ГП	888,7	0,4	355,5	ПС 35/6 кВ «Северная»	2023	ТП-18/01624	19.11.2018
36	Улин Владислав Сергеевич	Лесопильный цех	800,0	0,9	720,0	ПС 110/6 кВ «Очистные»	2022	ТП-18/01692	12.02.2019
37	ТК ГРУПП ООО	Многоквартирный жилой дом №1 по ГП	843,0	0,4	337,2	ГПП1 110/10 "ВПЗ"	2023	ТП-18/01747	20.12.2018
38	Горстройзаказчик ЗАО	Многоквартирный жилой дом	872,5	0,4	349,0	ПС 110/35/10 "Луговая"	2023	ТП-19/00495	17.04.2019
39	Центр-Капитал ООО	Многофункциональ ный общественный центр	1440,0	0,4	576,0	ПС 110/35/10 "Восточная"	2022	ТП-19/01823	27.10.2019
40	Нестле Россия/фил.в г.Вологде ООО	Производственное предприятие	3520,8	0,7	2464,6	ПС 110/35/10/6 "Западная"	2023	ТП-20/00420	01.06.2020
41	ВСЗ ООО	Жилой комплекс	866,1	0,4	346,4	ПС 220/110/35/10/6 кВ «Вологда-Южная	2023	ТП-20/02379	18.02.2021
42	АЛЬЯНС ООО	Производственная база	600,0	0,7	420,0	ПС 110/35/10/6 "Западная"	2023	ТП-21/00868	21.05.2021
43	ВСЗ ООО	Многоквартирный дом	724,6	0,4	289,8	ПС 220/110/35/10/6 кВ «Вологда-Южная	2025	ТП-21/02100	06.12.2021

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации	Мощность с учетом коэффициента реализации, кВт	ЦП 35 кВ и выше	Год ввода	Номер договора	Дата подписания договора
44	АО «Бабаевский леспромхоз»	Сельскохозяйственное предприятие	1000,0	0,9	900,0	ПС 110 кВ Бабаево	2022	№ ТП-21/02419	11.11.2021
45	Вологодская областная клиническая больница БУЗ ВО	Больничный комплекс	1,62	0,3	0,486	ПС 220 кВ Вологда-Южная	2022	№ ТП-21/01138	25.05.2021

IV-8. Оценка потребности в увеличении трансформаторной мощности и источников реактивной мощности с разбивкой по годам на период формирования программы развития

В таблице 69 приведена загрузка трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ и выше с целью определения необходимости их замены. Проведенный анализ загрузки показал отсутствие ограничений в передаче мощности потребителям на рассматриваемый период 2023-2027 г.г.. Увеличение трансформаторной мощности в сети 220 кВ и выше не требуется.

Таблица 69. Загрузка автотрансформаторов и трансформаторов 220 кВ и выше на 2027 г

Наименование	Установленная мощность, МВА	2027 год				
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА
ПС 220 кВ Вологда-Южная						
АТ1	150,0	41,7	23,6	47,9	31,9	102,1
АТ2	150,0	41,7	23,6	47,9	31,9	102,1
АТ3	150,0	41,7	23,6	47,9	31,9	102,1
АТ4	150,0	41,7	23,6	47,9	31,9	102,1
ПС 220 кВ Сокол						
АТ1	125,0	41,4	6,6	41,9	33,5	83,1
АТ2	125,0	38,3	5,1	38,6	30,9	86,4
ПС 220 кВ Ростилово						
АТ1	125,0	44,8	23,8	50,7	40,6	74,3
АТ2	125,0	41,0	21,7	46,4	37,1	78,6
ПС 220 кВ РПП-1						
АТ2	200,0	85,0	48,9	98,1	49,0	101,9
АТ3	200,0	85,0	49,4	98,3	49,2	101,7
ПС 220 кВ Зашекснинская						
АТ1	63,0	19,8	2,9	20,0	31,8	43,0
АТ2	63,0	20,1	3,1	20,3	32,3	42,7
ПС 220 кВ Первомайская						
Т (2х40)	80,0	19,1	7,2	20,4	25,5	59,6
ПС 220 кВ ГПП-1						
АТ1	125,0	38,0	23,4	44,6	35,7	80,4
АТ2	125,0	38,0	23,4	44,6	35,7	80,4
ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)						
АТ-1	63,0	14,2	5,5	15,2	24,2	47,8
АТ-2	63,0	14,2	5,5	15,2	24,2	47,8

Наименование	Установленная мощность, МВА	2027 год				
		P	Q	Загрузка, МВА	Загрузка, в %	Резерв мощности, МВА
ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)						
	63,0	14,6	7,0	16,2	25,7	46,8
	63,0	14,6	7,0	16,2	25,7	46,8
ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)						
	40,0	5,9	2,4	6,4	15,9	33,6
	40,0	5,9	2,4	6,4	15,9	33,6
ПС 500 кВ Череповецкая						
АТ1	501,0	128,6	139,2	189,5	37,8	311,5
АТ2	501,0	165,1	168,0	235,5	47,0	265,5
ПС 500 кВ Вологодская						
АТ1	501,0	250,8	69,6	260,3	52,0	240,7
АТ2	501,0	248,4	68,3	257,6	51,4	243,4
ПС 750 кВ Белозерская						
АТ1	1251,0	531,6	196,6	566,8	45,3	684,2
АТ2	1251,0	533,0	196,9	568,2	45,4	682,8
АТ3	501,0	255,5	181,9	313,6	62,6	187,4

Анализ трансформаторного оборудования, замена которого обусловлена возможными перегрузками в ремонтных и послеаварийных режимах, в результате которых требуется ввод аварийного ограничения потребления:

Анализ загрузки распределительных подстанций 110 кВ и выше на рассматриваемый перспективный период до 2027 года выполнен на основании фактической нагрузки существующих трансформаторов, определенной как наибольшая величина нагрузки трансформаторов в дни проведения контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения на объектах электросетевого хозяйства за пятилетний ретроспективный период (информация приведена в разделе III-3), и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий.

В данном разделе проведен анализ загрузки ЦП, в которых на текущий период 2022 года есть риск повышенной загрузки трансформаторного оборудования до номинального значения в режиме N-1, выявлена фактическая перегрузка оборудования в режиме N-1, а также имеются технические условия на технологическое присоединение крупных потребителей, в результате которых могут возникнуть риски перегрузки оборудования.

В связи с незначительным приростом мощности с учетом применения соответствующих коэффициентов реализации нагрузки по планируемым к реализации техническим условиям на технологическое присоединение, анализ загрузки ПС 110 кВ Кич.Городок, ПС 110 кВ Шексна - не проводится.

ПС 110 кВ Вохтога Р.

По данным зимнего контрольного замера 2018 года нагрузка ПС 110 кВ Вохтога Р. (2х10 МВА) составила 12,152 МВА.

- Т-1 (ТДН-10000/110/10) год ввода - 1975,
- Т-2 (ТДН-10000/110/10) - год ввода 1975.

В схеме аварийного отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Вохтога Р. загрузка Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Вохтога Р. достигает 121,5%, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8°С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2708 кВт (3009 кВА). Мероприятие по увеличению трансформаторной мощности предусмотрено ТУ на ТП, в составе договора на ТП по заявителю ООО «Плитвуд» № 26-04407В/19 от 23.01.2020.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договор № 26-04407В/19 от 23.01.2020	3000,0	0,9	2700,0	3000,0
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	78,5	0,1	7,9	8,7
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Вохтога Р.				

Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	-	-	-	-

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 15,15 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 151,5 % от Sном, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С, а также значение аварийно допустимой нагрузка 150 % от Sном допустимой в течение 10 мин.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

Необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вохтога с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 10 МВА на трансформаторы номинальной мощностью 16 МВА.

ПС 110 кВ Кубенское

По данным зимнего контрольного замера 2021 года нагрузка ПС 110 кВ Кубенское (2х10 МВА) составила 13,37 МВА.

- Т-1 (ТДТН-10000/110-76У1) год ввода - 1986,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1987.

В схеме аварийного отключения Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Кубенское загрузка Т-2(Т-1) ПС 110 кВ Кубенское достигает 133,7 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 116 % при температуре контрольного замера -2,8 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 491 кВт (546 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	**Заявленная максимальная мощность, кВт**	**Коэффициент реализации (Кр)**	**Прирост мощности, кВт**	**Прирост мощности, кВА**
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	160,0	0,2	32,0	35,6
Договоры до 50 кВт	635,0	0,1	63,5	70,6
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Кубенское				
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	581,0	0,2	116,2	129,1
Договоры до 50 кВт	2798,5	0,1	279,9	310,9

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 13,916 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 139 % от Sном, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 116 % при температуре контрольного замера -2,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 4,5 МВА в течение 2,5 ч (загрузка соседних ЦП в нормальной схеме

после осуществления перевода будет находиться в допустимых пределах), что позволит снизить загрузку ЦП до 94,1 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Бабушкино.

По данным зимнего контрольного замера 2020 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Бабушкино (2*6,3 МВА) составила 6,24 МВА.

- Т-1 (ТМТН-6300/110/35/10) год ввода - 1986,
- Т-2 (ТДТН-6300/110/35/10) - год ввода 1977.

В схеме аварийного отключения Т-2 ПС 110 кВ Бабушкино загрузка Т-1 ПС 110 кВ Бабушкино достигает 99 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 117 % при температуре контрольного замера -4,7 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 852 кВт (946 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договор 26-01521Т/19 от 07.05.2019	900,0	0,9	810,0	900,0
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	377,0	0,1	37,7	41,9
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Бабушкино				
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	40	0,1	4,0	4,4

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 7,19 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 114 % от Sном, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 117 % при температуре контрольного замера -4,7 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Устюжна

По данным зимнего контрольного замера 2018 года нагрузка ПС 110 кВ Устюжна (2х10 МВА) составила 12,46 МВА.

- Т-1 (ТДТН-10000/110/35/10) год ввода - 1978,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1988.

В схеме аварийного отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Устюжна загрузка Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Устюжна достигает 124,6 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 77 кВт (86 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	505,0	0,1	50,5	56,1
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Устюжна				
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	267,5	0,1	26,8	29,7

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 12,54 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 125,4 % от Sном, что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние питающие центры в объеме 2,5 МВА за время 1,5 часа, что позволит снизить загрузку ЦП до 100,4 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов. В соответствии с информацией от собственника изложенной в письме Вологодского Филиала ПАО «Россети Северо-Запад» № М92/2/12/2817 от 18.05.2021 «Информация для разработки КПР», в связи с ранее проведенными ремонтными работами и работами по обслуживанию трансформаторного оборудования для трансформаторов Т-1, Т-2 до 2025 г. допускается аварийная перегрузка до 135 % от Sном в течение 1,5 ч.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Бабаево

По данным зимнего контрольного замера 2018 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Бабаево (2*16 МВА) составила 13,85 МВА.

– Т-1 (ТДТН-16000/110/35/10) мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2011 г.,

– Т-2 (ТДТН-16000/110/35/10) мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1970 г. ввода в эксплуатацию.

В схеме аварийного отключения Т-1 ПС 110 кВ Бабаево загрузка Т-2 ПС 110 кВ Бабаево составляет 86,6 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам и заявкам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 1192,8 кВт (1325,3 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договор № ТП-21/02419 от 20.10.2021	1000	0,9	900	1000
Договоры от 50 до 670 кВт	1070,0	0,2	214,0	237,8
Договоры до 50 кВт	237,0	0,1	23,7	26,3
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Бабаево				
Договоры от 50 до 670 кВт	140,0	0,2	28,0	31,1
Договоры до 50 кВт	271,0	0,1	27,1	30,1

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 15,18 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 (Т-1) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) равной 94,8 % от Sном, что:

- не превышает значение длительно допустимой нагрузки Т-2 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С;
- не превышает значение длительно допустимой нагрузки Т-1 125 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

В соответствии с информацией от собственника изложенной в письме Вологодского Филиала ПАО «Россети Северо-Запад» № М92/2/12/2817 от 18.05.2021 «Информация для разработки КПР», в связи с ранее проведенными ремонтными работами и работами по обслуживанию трансформаторного оборудования для трансформаторов Т-1, Т-2 до 2025 г. допускается аварийная перегрузка до 120 % от Sном без ограничения по длительности.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Луговая

По данным зимнего контрольного замера 2021 года нагрузка ПС 110 кВ Луговая (2х25 МВА) составила 21,84 МВА.

- Т-1 (ТДТН-25000/110/35/10) мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1980 г. ввода в эксплуатацию,
- Т-2 (ТДТН-25000/110/35/10) мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1977 г. ввода в эксплуатацию.

В схеме аварийного отключения Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Луговая загрузка Т-2(Т-1) ПС 110 кВ Луговая достигает 87,4 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 116% при температуре контрольного замера -2,8 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам и заявкам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 6571 (7299 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договор № 26-04264В/16 от 11.10.2016	4900,0	0,4	1960,0	2175,6
Договор № 26-00144В/20 от 12.02.2020	950,0	0,7	665,0	738,9
Договор № ТП-12/1332 от 06.05.2013	1 830,0	0,4	732,0	813,3
	900,0	0,4	360,0	400,0
	1 050,0	0,4	420,0	466,7
	790,0	0,4	316,0	351,1
	1 650,0	0,4	660,0	733,3
	660,0	0,4	264,0	293,3
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	1481,6	0,1	148,2	164,6
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Луговая				
Договор № 26-00136В/19 от 29.03.2019	1500,0	0,5	750,0	833,3
Договоры от 50 до 670 кВт	150,0	0,2	30,0	33,3
Договоры до 50 кВт	2658,9	0,1	265,9	295,4

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 29,14 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 116,6 % от Sном, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 116% при температуре контрольного замера -2,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 4,7 МВА в течение 1,5 ч (загрузка соседних ЦП в нормальной схеме после осуществления перевода будет находиться в допустимых пределах), что позволит снизить загрузку ЦП до 97,7 % от Sном, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 116% при температуре контрольного замера -2,8 °С.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Дымково.

По данным летнего контрольного замера 2021 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Дымково (Т-1*16 МВА +Т-2*10 МВА) составила 11,52 МВА.

- Т-1 (ТДТН-16000/110/35/10) год ввода - 1980,
- Т-2 (ТДТН-10000/110/35/10) - год ввода 1978.

В схеме аварийного отключения Т-1 ПС 110 кВ Дымково загрузка Т-2 ПС 110 кВ Дымково достигает 115,2 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 100 % при температуре контрольного замера +17,5 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 8,9 кВт (9,6 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	-	-	-	-
Договоры до 50 кВт	89	0,1	8,9	9,6
Договоры на ТП к ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Дымково				

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договоры от 50 до 670 кВт	350	0,2	50	53,9
Договоры до 50 кВт	372,4	0,1	37,24	37,44

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 г. составит 11,52 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 115,2 % от Sном, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 100 % при температуре контрольного замера +17,5 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП общим объемом 5 МВА, что позволит снизить загрузку ЦП до 65 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.Замена трансформаторного оборудования не требуется.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

ПС 110 кВ Искра

По данным зимнего контрольного замера 2020 года максимальная нагрузка ПС 110 кВ Искра (2*40 МВА) составила 40,089 МВА.

- Т-1 (ТОТRс-40000/110/10) год ввода - 2011,
- Т-2 (ТОТRс-40000/110/10) год ввода – 2011.

В схеме аварийного отключения Т-2 ПС 110 кВ Искра загрузка Т-1 ПС 110 кВ Искра достигает 100,2 %, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 125 % при температуре контрольного замера -4,7 °С.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2915 кВт (3238,6 кВА). Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе договоров на технологическое присоединение, отсутствуют.

Договоры на ТП	Заявленная максимальная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Прирост мощности, кВт	Прирост мощности, кВА
Договоры 670 кВт и выше	-	-	-	-
Договор № 1589/3-2 от 30.05.2017	3500	0,7	2450	2722
Договор № 26-00045Ч/21 от 16.07.2021	1500	0,3	450	500
Договоры от 50 до 670 кВт	50	0,1	5	5,5
Договоры до 50 кВт	100	0,1	10	11,1

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 г. составит 43,33 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 108 % от Sном, что не превышает значение длительно допустимой нагрузки 125 % при температуре контрольного замера -4,7 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП

общим объемом 15 МВА, что позволит снизить загрузку ЦП до 71 % от Sном, что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

Замена трансформаторного оборудования не требуется.

Перечень перегруженных трансформаторов на рассматриваемый период 2023-2027 г.г., рекомендуемых к замене, представлен в следующей таблице.

Таблица 70. Рекомендации по замене существующих трансформаторов 110 кВ в порядке приоритетности

№	Параметры тр-ров ПС			Год появления перегрузки	Коэффиц. Загрузки, Кз авар	Рекомендации по замене	Год замены
	Наименование ПС	Дисп. Наим.	Sном, кВА				
1	ПС 110 кВ Вохтога	Т-1	10 000	2018	1,21	Замена Т-1 и Т-2 2×10 МВА на новые 2×16 МВА	2022
		Т-2	10 000		1,21		

IV-9. Оценка уровня токов короткого замыкания для схемы на период формирования программы развития

Расчеты токов трехфазных и однофазных коротких замыканий в настоящей работе выполнены для определения перспективных уровней токов к.з. в сетях 110 кВ и выше энергосистемы Вологодской области в целях:

- проверки соответствия коммутационного оборудования, установленного в РУ действующих электросетевых объектов, расчетным значениям токов к.з.;
- определения параметров нового оборудования;
- разработки мероприятий по ограничению токов к.з.

В таблице 71 представлены токи короткого замыкания на 2023 год и на 2027 год с учетом сложившейся перспективы. В таблице учтены подстанции с выключателями. Подстанции, имеющие отделители и короткозамыкатели, а также подстанции, информация по оборудованию которых отсутствуют, в расчет не включались.

Развитие электрических сетей с повышением их пропускной способности и сохранением точек разрыва со смежными энергосистемами, а также установленными в настоящее время согласно «Нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Вологодского РДУ» не приводит к существенному росту токов короткого замыкания.

В перспективе на 2027 год при изменении состояния СВВ 1-3 и СВВ 2-4 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая на нормально включенное (в связи с выполненой реконструкцией ПС 500 кВ Череповецкая в 2025 году) выявлено изменение значений токов КЗ, в т.ч. на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая. В связи с планируемой реконструкцией ПС 500 кВ Череповецкая, для исключения превышения токов КЗ при планируемом включении СВВ 1-3 и СВВ 2-4 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая, рекомендуется установка выключателей 220 кВ с номинальным током отключения не менее 40 кА.

Таблица 71. Токи короткого замыкания на 2023 и 2027 года

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
ПС 750 кВ Белозерская	HPL-800 B-4-40/3150	750	50	11,5	9,6	11,8	9,9
	HPL-800 B-4		40				
	GL-318D		40				
	HPL-550 B2	500	50	16,8	15,2	17,1	15,5
	HPL-550 B2		31,5				
	HPL-245 B1	220	50	21,3	19,9	21,6	21,2
1,2 СШ 500 кВ ПС 500 кВ Череповецкая	ВВ-500-20/2000	500	20	14,7	14,0	14,7	14,0
	ВВ-500Б-31,5/2000		31,5				
1,2 СШ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая/ 3,4 СШ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая	ВВБ-220Б-31,5/2000	220	31,5	20,6/22,9	23,1/25,2	28,1/28,1	32,7/32,7
	ВВН-220-15-20/2000		40				
	ВВБК-220Б-56/3150		56				
	ВВД-220Б-31,5/2000		31,5				
	ВГТ-1А1-220-40/3150		40				
ПС 500 кВ Вологодская	GL-317D	500	50	10,5	9,5	10,8	9,8
	GL-317		50				
	GL-317D		50				
	ВВБ-220-31,5/2000	220	31,5	17,0	19,2	17,3	19,5
	ВВД-220Б-31,5/2000						
ПС 220 кВ Первомайская	HPL-245	220	50	8,1	7,5	8,2	7,6
ПС 220 кВ Зашекснинская	GL-314	220	40	5,7	4,5	5,8	4,6
	LTB-145 D1/B	110	40	2,4	2,7	2,7	3,0
ПС 220 кВ РПП-1	B105-CB	220	40	23,6	25,0	23,9	25,3
	У-110-2000	110	40	28,6	31,4	28,6	31,4
	ВМТ-110Б-40						
	LTB-145						
ПС 220 кВ РПП-2	HPL-245 B1	220	40	26,8	31,8	27,1	32,1
ПС 220 кВ Вологда Южная	B105-CB	220	40	15,2	15,4	15,5	15,7
	F35-CB4	110	40	20,5	24,4	20,8	24,7
ПС 220 кВ Ростилово	У-220Б-25/1000	220	25	8,2	6,9	8,5	7,2
	МКП-110Б-1000/20	110	20	11,6	12,1	11,9	12,3
	LTB-145 D1/B		40				
ПС 220 кВ Сокол	-	220	-	6,3	5,7	6,5	5,9
	МКП-110Б-20/630	110	20	9,3	10,9	9,5	11,1
	МКП-110М-20/630						
	МКП-110М-20/1000						
ПС 220 кВ ГПП-1 ПАО «ФосАгро Череповец»	HPL245B1	220	50	14,5	13,9	17,0	16,0

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
ПС 220 кВ ГПП-3 ПАО «ФосАгро Череповец»	HPL245B1	220	50	15,1	14,8	18,0	17,4
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-5 ПАО «ФосАгро Череповец»	HPL245B1	220	50	10,9	10,1	11,1	10,3
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-5 ПАО «ФосАгро Череповец»				18,4	18,8	18,9	19,2
3 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-5 ПАО «ФосАгро Череповец»				18,5	19,0	20,0	19,4
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-5А ПАО «ФосАгро Череповец»	HPL245B1	220	50	11,8	11,1	11,9	11,3
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-5А ПАО «ФосАгро Череповец»				19,7	20,8	20,2	21,1
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 ПАО «Северсталь»	ВМТ-220Б-40/2000-УХЛ1	220	40	10,0	10,2	10,0	10,2
	В Г-220-40/2000-У ХЛ4						
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 ПАО «Северсталь»				16,1	15,5	16,4	15,8
ПС 220 кВ ГПП-7 ПАО «Северсталь»	ВГТК 1-220-40/2000-УХЛ4	220	40	21,2	23,0	21,5	23,3
	ВГ-220-2000						
ПС 220 кВ ГПП-7 А ПАО «Северсталь»	-	220	-	20,5	22,1	20,8	22,4
ГПП-2 ПАО «Северсталь»	-	110	-	21,9	21,9	22,2	22,2
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-11 ПАО «Северсталь»	-	220	-	9,4	8,6	9,6	8,8
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-11 ПАО «Северсталь»				9,6	9,2	9,8	9,4
3 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-11 ПАО «Северсталь»				18,6	18,8	18,8	19,0
4 СШ 220 кВ ПС 220 кВ				18,6	18,8	18,8	19,0

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
ГПП-11 ПАО «Северсталь»							
5 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-11 ПАО «Северсталь»				9,6	9,2	9,8	9,4
ПС 220 кВ ГПП-7Б ПАО «Северсталь»	-	220	-	20,9	21,8	21,2	10,1
ПС 220 кВ ГПП-14 ПАО «Северсталь»	-	220	-	19,6	20,2	19,9	20,5
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-12 ПАО «Северсталь»	-	220	-	10,2	10,6	10,5	10,9
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-12 ПАО «Северсталь»				16,6	16,3	16,9	16,6
ПС 220 кВ ГПП-3А ПАО «Северсталь»	ВГБУ-220 **II***-40/2000-У **1**	220	40	17,4	18,5	17,7	18,8
ПС 220 кВ ГПП-1 ПАО «Северсталь»	B105-CB	220	50	18,6	17,6	18,9	17,9
	н/д	110	н/д	28,9	33,3	29,2	33,5
ПС 220 кВ ГПП-3 ПАО «Северсталь»	ВГБУ-220.П*-40/2000-У 1	220	40	17,6	18,9	17,9	19,2
	ВБГУ-110 П-40/2000-У1	110	40	17,5	18,6	17,8	18,9
ТЭЦ - ЭВС-2 ПАО «Северсталь»	HPL-245B1	220	50	20,1	20,7	20,1	20,7
ТЭЦ - ПВС ПАО «Северсталь»	HPL-245B1	110	50	27,6	32,0	27,9	32,3
ПП 110 кВ ТЭЦ - ПВС ПАО «Северсталь»	н/д	110	н/д	27,8	32,3	28,1	32,5
ПС 110 кВ ГПП-1 ООО "ЭТА"	н/д	110	н/д	11,6	9,4	11,9	9,7
ПС 220 кВ ГПП-2 ООО "ЭТА"	н/д	220	н/д	9,5	9,2	9,8	9,5
ПС 110 кВ ГПП-4 Северсталь Метиз	н/д	110	н/д	25,2	27,5	25,5	27,8
ПС 110 кВ Ява	-	110	-	10,6	9,5	10,9	9,8
Шекснинская ГЭС	н/д	110	н/д	7,5	7,9	7,8	8,2
Череповецкая ГРЭС	У-220/2000	220	40	20,8	21,4	20,8	21,4
	DTFI-245						
	B105-CB						
ПС 110 кВ Сокольский	ВМТ-110Б-20/100У1	110	20	8,1	8,2	8,4	8,5

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
ЦБК							
ПС 110 кВ Сухонский ЦБК	н/д	110	н/д	6,5	5,8	6,8	6,1
ПС 110 кВ ГПП-9	LTB145D1/B	110	31,5	27,2	28,1	27,5	28,4
ПС 220 кВ Кадниковский (Тяговая)	-	220	-	3,6	3,6	3,9	3,9
ПС 220 кВ Харовская (Тяговая)	н/д	220	н/д	4	4	4,3	4,3
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	2,6	3,3	2,9	3,6
ПС 220 кВ Явенга (Тяговая)	н/д	220	н/д	3,7	3,8	4,0	4,1
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	2,2	2,5	2,5	2,8
ПС 220 кВ Октябрьская	-	220	-	20,07	20,28	20,0	19,8
	ВГТ-110	110	25	8,7	9,7	8,5	9,4
ПС 110 кВ Грязовец (Тяговая)	н/д	110	н/д	8,1	8,1	8,1	8,1
ПС 110 кВ Кипелово (Тяговая)	н/д	110	н/д	5,1	5,6	5,4	5,9
ПС 110 кВ Скалино (Тяговая)	н/д	110	н/д	4,8	4,5	5,1	4,8
ПС 110 кВ Тяшемля (т)	н/д	110	н/д	1,6	1,8	1,9	2,1
ПС 110 кВ Туфаново (Тяговая)	н/д	110	н/д	6,9	7,3	7,2	7,6
ПС 110 кВ Череповец (Тяговая)	н/д	110	н/д	27,4	28,5	27,7	28,8
ПС 110 кВ Вологда (Тяговая)	н/д	110	н/д	17,4	19,3	17,7	19,6
ПС 110 кВ Вохтога (Тяговая)	н/д	110	н/д	4,1	4,8	4,4	5,1
ПС 110 кВ Бабаево (Т)	н/д	110	н/д	2,7	3,1	3,0	3,4
ПС 110 кВ Уйта (Т)	н/д	110	н/д	4,2	4,9	4,1	4,8
ПС 110/10 кВ «ВОМЗ»	LTB- 145 D1/B УХЛ1 BLK 222	110	40	14,4	14,5	14,7	14,8
ПС 110 кВ Семигородняя	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	31,5	2,3	1,7	2,5	1,9
ПС 110 кВ Великий Устюг	МКП-110М-630-20	110	20	3,9	3,7	3,9	4,0
	МКП-110-630-20					0,0	0,0
	ВМД-35-630-10	35	10	2,2	-	2,2	-
	ВТ-35-630-12,5						
	С-35-630-10У1						
ПС 110 кВ Дымково	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	3,8	3,4	3,8	3,7

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1						
	С-35М-630-10	35	10	1,8	-	1,8	-
ПС 110 кВ Кич-Городок	HLD 145/1250	110	25	1,8	1,6	1,8	1,9
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1						
	ВМД-35-600-6,6	35	10	1,3	-	1,3	-
	ВМ-35-630-10						
	ВТД-35-630-10						
	ВТ-35-630-10						
ПС 110 кВ Никольск	HLD 145/1250	110	25	1,8	1,7	1,8	2,0
	ВМТ-110Б-25/1250						
	ВМД-35-600-6,6	35	6,6	1,3	-	1,3	-
	ВТ-35-630-12,5		12,5				
	С-35-630-10У1		10				
ПС 110 кВ НПС	LTB-145D1/B-40/3150	110	40	2	1,8	2,0	2,1
	ВР35НС-35-20/1600У1	35	20	3,1	-	3,1	-
РП 110 кВ Красавино	LTB145D1/B	110	40	4,7	4,9	4,7	5,2
ПС 110 кВ Полдарса	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,2	1,8	2,4	2,1
	LTB-145D1/B-40/3150		40				
ПС 110 кВ Усть-Алексеево	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	31,5	2,0	1,5	2,2	1,8
	н/д	35	н/д	0,9	-	0,9	-
ПС 110 кВ Борки	-	110	-	3,8	3,5	3,8	3,8
	н/д	35	н/д	1,4	-	1,4	-
ПС 110 кВ Калинино	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,9	1,8	1,9	2,1
	ВЭБ-110 II-40/2500		40				
ПС 110 кВ Зеленцово	HLD 145/1250	110	25	1,7	1,4	1,7	1,7
	КЗ-110						
	ОД-110/600						
ПС 110 кВ Вострое	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2	1,6	2,0	1,9
	LTB145D1/B						
ПС 110 кВ Ананьино	-	110	-	9,9	7,9	9,9	7,9
ПС 110 кВ Биряково	ВГТ-110	110	40	2,5	1,8	2,5	2,1
ПС 110 кВ Вожега	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,7	1,7	1,7	2,0
	С-35-630-10У1	35	10	1,2	-	1,2	-
ПС 110 кВ Воробьево	ВМТ-110	110	25	2,9	2,3	2,9	2,6
	н/д	35	н/д	1,1	-	1,1	-
ПС 110 кВ Восточная	-	110	-	10	9,5	10,0	9,8

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
	С-35М-630-10	35	10	5,3	-	5,3	-
	МКП-35-1000-25						
	ВТ-35-630-10						
ПС 110 кВ Вохтога Р.	ЗАР1FJ-145/ЕК	110	20	4,1	4,3	4,1	4,6
ПС 110 кВ ГДЗ	-	110	-	6,5	5,7	6,5	6,0
ПС 110 кВ Грязовец	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	9,7	9,6	9,7	9,6
	МКП-110М-630-20		20				
	С-35М-630-10	35	10	3,3	-	3,3	-
ПС 110 кВ Ермаково	ВГТ-110	110	40	11	8,5	11,3	8,8
ПС 110 кВ Жернаково	-	110	-	4,9	4	4,9	4,3
ПС 110 кВ Западная	ВГТ-110 УХЛ1	110	40	8,1	5,9	8,1	6,2
	ВВУ-СЭЩ-П-35-25/1600 У2	35	25	7,3	-	7,3	-
ПС 110 кВ Кадников	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	31,5	4,5	3,6	4,5	3,9
ПС 110 кВ Кипелово Р.	У-110-2000-40	110	40	4,8	3,2	4,8	3,5
	LTB-145D1/B-40/3150						
ПС 110 кВ Кубенское	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	6,4	4,7	6,4	5,0
	С-35М-630-10	35	10	1,5	-	1,5	-
	С-35-630-10У1						
ПС 110 кВ Луговая	-	110	-	12,7	11,7	12,7	12,0
	ВБПС-35-III-25/2500УХЛ1	35	25	3,6	-	3,6	-
	ВБПС-35-25/630		25				
	С-35М-630-10		10				
ПС 110 кВ Нефедово	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,7	2,5	2,7	2,8
	С-35-630-10 с ПП-67	35	10	0,9	-	0,9	-
	С-35-630-10У1						
ПС 110 кВ Новленское	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	3,4	3,2	3,4	3,5
ПС 110 кВ Плоское	-	110	-	5,9	4,8	5,9	5,1
	ВТ-35-630-12,5	35	12,5	0,9	-	0,9	-
ПС 110 кВ Пундуга	-	110	-	1,7	1,8	1,7	2,1
ПС 110 кВ Сямжа	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,8	1,6	1,8	1,9
	С-35М-630-10	35	10	1,3	-	1,3	-
	С-35-630-10У1						
ПС 110 кВ Харовск Р.	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,5	3	2,5	3,3
	LTB-145D1/B-31,5/3150		31,5				
	ЗАР1FG-145/ЕК 40/2500		40				

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
	С-35М-630-10	35	10	3,1	-	3,1	-
	С-35-630-12,5		12,5				
	ВГБЭ-35-12,5/630		12,5				
ПС 110 кВ Центральная	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	31,5	8,7	7,7	8,9	8,0
ПС 110 кВ Чекшино	-	110	-	3,4	2,6	3,4	2,9
ПС 110 кВ Шуйское	-	110	-	1,3	1,1	1,3	1,4
	ВТ-35-630-12,5	35	12,5	0,9	-	0,9	-
	С-35М-630-10		10				
ПС 110 кВ Кириллов	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,4	2,3	2,4	2,3
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1		25				
	ВГТ-110III-40/3150У1		40				
	С-35М-630-10	35	10	1,3	-	1,3	-
ПС 110 кВ Коварзино	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,6	1,5	1,6	1,8
	С-35М-630-10	35	10	0,9	-	0,9	-
	ВГБЭ-35-12,5/630		12,5				
ПС 110 кВ Вашки	-	110	-	1,2	1,2	1,2	1,5
	ВВН-СЭЩ-II-35-25/1000 УХЛ1	35	25	1,1	-	1,1	-
	С-35-630-10У1		10				
ПС 110 кВ Белоусово	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,6	1,7	1,6	1,7
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1						
	С-35-630-10У1	35	10	1,9	-	1,9	-
	ВГБЭ-35-12,5/630		12,5				
ПС 110 кВ Мегра	ВГТ-110 IV-40	110	40	1,6	1,4	1,6	1,4
ПС 110 кВ Антушево	LTB-145D1/B-40/3150	110	40	3,3	2,2	3,3	2,5
	ВГБЭ-35-12,5/630	35	12,5	0,9	-	0,9	-
ПС 110 кВ Белозерск	ВГТ-110 IV-40	110	40	2,7	2,2	2,7	2,5
	н/д	35	н/д	1,4	-	1,4	-
ПС 110 кВ Восточная	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,4	1,6	1,4	1,6
	С-35М-630-10	35	10	1,5	-	1,5	-
	С-35-630-10У1		10				
	ВГБЭ-35-12,5/630		12,5				
ПС 110 кВ Андома	ВГТ-110 IV-25	110	25	1,1	1,1	1,1	1,1
	ВГТ-110III-25/2550У1		25				
	ВГТ-110III-40/3150У1		40				
ПС 110 кВ Бечевинка	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	3,2	2,1	3,2	2,4

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
ПС 110 кВ Ферапонтово	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,2	2,2	2,2	2,5
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольский Торжок	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,7	1,7	1,7	2,0
	ВГТ-110 IV-40		40				
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольский Торжок				2,4	2,4	2,4	2,7
ПС 110 кВ Устье	ВГП-110 II-20/2500 У1	110	20	1,1	1,1	1,1	1,4
ПС 110 кВ Тотьма-1	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,4	1,7	2,4	2,0
	LTB-145D1/B-31,5/3150		40				
	ВТ-35-630-12,5	35	12,5	1,4	-	1,4	-
ПС 110 кВ Погорелово	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	2,9	2,3	2,9	2,6
	ВМД-35-630-10 с ПП-67	35	6,6	3,3	-	3,3	-
	ВГБЭ-35-12,5/630		12,5				
ПС 110 кВ Бабушкино	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	1,9	1,4	1,9	1,7
	ВВСТ-35-31,5/1600	35	25	0,9	-	0,9	-
ПС 110 кВ Тарнога	GL312F1-110 III-40/3150 УХЛ1	110	40	2,4	2	2,4	2,3
	ВВСТ-35-31,5/1600	35	25	1,3	-	1,3	-
ПС 110 кВ Верховажье	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2	1,8	2,0	2,1
	С-35М-630-10	35	10	1,3	-	1,3	-
	С-35-630-10 с ПП-67		12,5				
ПС 110 кВ Чушевицы	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	1,7	1,6	1,7	1,9
	С-35М-630-10	35	10	1,2	-	1,2	-
ПС 110 кВ Тотьма-2	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,5	1,9	2,5	2,2
ПС 110 кВ В Спасский Погост	-	110	-	2,1	1,7	2,1	2,0
ПС 110 кВ Царева	-	110	-	2,3	1,7	2,3	2,0

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
	-	35	-	0,9	-	0,9	-
ПС 110 кВ Власьевская	-	110	-	2,1	1,6	2,1	1,9
ПС 110 кВ Ляменьга	-	110	-	1,5	1,2	1,5	1,5
ПС 110 кВ Рослятино	3AP1DTC	110	31,5	1,6	1,2	1,6	1,5
ПС 110 кВ Заягорба	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	14,4	10,5	14,4	10,5
ПС 110 кВ Анисимово	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,6	1,4	1,6	1,7
	LTB-145D1/B-31,5/3150		40				
ПС 110 кВ Бабаево	ВМТ-110Б/1250/25	110	25	2,7	2,9	2,7	3,2
	ВМ-35-600-10	35	10	2,7	-	2,7	-
	ВГБЭ-35-12,5/630		12,5				
ПС 110 кВ Желябово	-	110	-	1,5	1,3	1,5	1,6
ПС 110 кВ Загородная	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	10,6	7,4	10,6	7,7
ПС 110 кВ Заполье	-	110	-	3,1	2,7	3,1	3,0
ПС 110 кВ Избоищи	-	110	-	0,8	0,8	0,8	1,1
	ВТ-35-630-12,5	35	12,5	1,1	-	1,1	-
ПС 110 кВ Енюково	LTB-145D1/B-40/3150	110	40	7,6	5	7,6	5,3
ПС 110 кВ Кадуй	ВМТ-110Б-20/1000	110	25	7,5	6,9	7,3	6,7
	С-35М-630-10	35	10	1,1	-	1,1	-
	С-35-630-12,5						
ПС 110 кВ Климовская	LTB-145D1/B-40/3150	110	40	7,3	4,7	7,3	5,0
	С-35М-630-10	35	10	2,4	-	2,4	-
ПС 110 кВ Коротово	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	3,1	2,3	3,1	2,6
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1						
	С-35М-630-10	35	10	1,5	-	1,5	-
	С-35М-630-10 с ПЭМУ-500						
	С-35М-630-10 с ШПЭ-12						
	С-35-630-10У1						
ПС 110 кВ Нелазское	-	110	-	9,4	6,1	9,4	6,4
ПС 110 кВ Нифантово	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	7,6	7,5	7,6	7,8
ПС 110 кВ Новые Углы	-	110	-	11,8	8,1	11,8	8,4
	С-35М-630-10	35	10	3,7	-	3,7	-
ПС 110 кВ Петринево	HLD 145/1250	110	25	6,5	3,9	6,5	4,2
	ВГТ-110IV-		25				

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
	40/2000УХЛ1						
	LTB-145D1/B-40/3150		40				
	ВГБЭ-35-12,5/630	35	12,5	1,5	-	1,5	-
ПС 110 кВ Покровское	HLD 145/1250	110	25	0,8	0,9	0,8	1,2
	МКП-110М-630-20		20				
ПС 110 кВ Поселковая	-	110	-	8,1	8,4	8,0	8,3
ПС 110 кВ Суда	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	10,1	6,4	10,0	6,4
	МКП-110М-630-20		20				
	У-110-2000-50		40				
	С-35-630-10У1	35	10	1,5	-	1,5	-
ПС 110 кВ Устюжна	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	1,3	1,3	1,3	1,6
	МКП-110М-630-20		20				
	С-35М-630-10	35	10	1,2	-	1,2	-
1СШ 110 кВ ПС 110 кВ Чагода	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	0,7	0,8	0,7	1,1
2СШ 110 кВ ПС 110 кВ Чагода				1,3	1,3	1,3	1,5
1,2 СШ 35 кВ ПС 110 кВ Чагода	С-35М-630-10	35	10	1,7	-	1,7	-
ПС 110 кВ Шексна	МКП-110Б-630-20	110	20	8,3	8,9	8,3	9,2
	С-35М-630-10	35	10	5,4	-	5,4	-
ПС 110 кВ Подборовье	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	25	2,9	2,8	2,9	3,1
РП 110 кВ ВТЭЦ	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	31,5	13,9	14,5	13,9	14,8
ПС 110 кВ Никольский Погост	ВМТ-110Б-25/1250	110	25	2,0	2,1	2,0	2,4
ПС 110 кВ Стеклозавод	-	110	-	1,2	1,1	1,2	1,4
ПС 110 кВ Батран	-	110	-	1,6	1,3	1,6	1,6
	С-35М-630-10	35	10	1,2	-	1,2	-
ПС 110 кВ Приводино	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	31,5	4,4	4,0	4,4	4,0
	ВР35НС-35-20/1600У1	35	20	2,9	-	2,9	-
ПС 110 кВ Южная	н/д	110	н/д	2,3	2,5	2,6	2,8
ПС 110 кВ ИП Череповец	ВГТ-110/2000-10	110	40	14,1	10,2	14,1	10,2
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Заягорба	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	14,0	10,1	14,0	10,4

Наименование ПС, класс напряжения РУ	Тип выключателя	Uном, кВ	Ном. ток отключения, кА	2023 г.		2027 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	8
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Заягорба				14,4	10,5	14.4	10,8
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Искра	LTB-145D1/B-31,5/3150	110	40	20,6	17,0	20.6	20,9
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Искра				21,7	18,5	21.7	22,0

IV-10. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно актуальной Схемой и программой развития ЕЭС России на семилетний период (проекта)

На рассматриваемый период 2022-2027 годов согласно инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденной приказом Минэнерго России от 30.12.2020 № 34@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@» планируется ввод следующих объектов:

- в 2025 году планируется завершить «Комплексную реконструкцию ПС 500 кВ Череповецкая» с заменой существующего трансформаторного оборудования на аналогичные по мощности (2×501 МВА), реактора 500 кВ на аналогичные по мощности (180 Мвар);
- в 2025 году планируется реконструкция ПС 220 кВ Ростилово с заменой одного трансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на новый номинальной мощностью 125 МВА.

IV-11. Предложения по реконструкции или установке новых устройств ПА для ликвидации районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений или сетевых ограничений

В соответствии с исходными данными предоставленными Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по существующим «узким местам», и в соответствии с выполненными расчетами электрических режимов на 2022 год, а также на рассматриваемую перспективу развития электроэнергетики Вологодской области 2023-2027 года в работе отмечены и подтверждены следующие «узкие места» и предложения по их ликвидации:

Установка АОПО на ПС 220 кВ Октябрьская ВЛ 110 кВ Бабаево-1 и ВЛ 110 кВ Уйта-1 с управляющим воздействием на отключение нагрузки ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ПС 110 кВ Уйта (тяговая)

Для подтверждения необходимости установки новой ПА, рассмотрены режимы зимнего максимума нагрузки района размещения ПС 220 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Бабаево(тяговая), Уйта(тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево на период 2023 год и до 2027 года с учетом увеличения потребления рассматриваемого района после выполнения технологического присоединения следующих энергопринимающих устройств:

- АО «Бабаевский леспромхоз максимальной мощностью 1,4 МВт к шинам ПС 110 кВ Бабаево;
- набора нагрузок по выполненному ТУ на ТП ПАО "Газпром" максимальной мощностью 4,2 МВт к шинам ПС 110 кВ Бабаево (через ПС 35 кВ Балатон);
- ОАО «РЖД» максимальной мощностью 4,9 МВт к шинам ПС 110/27,5/10 кВ "Бабаево-тяговая".

Под расчетным режимом принят режим зимнего максимума нагрузок при -32 ^{0}С.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уйта 1 в схеме ремонта в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области и переводом нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы Вологодской области в объеме до 130 А, оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ Бабаево 1 перегружается до 128 % в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года. Реализации УВ на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево и ПС 110 кВ Бабаево Тяговая от АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево 1 на ПС 220 кВ Октябрьская приводит параметры режима в области допустимых значений.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Бабаево 1 в схеме ремонта в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области и переводом нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы Вологодской области в объеме до 130 А, оставшаяся в работе ВЛ 110 кВ Уйта 1 перегружается до 111 % в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года. Реализации УВ на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Уйта Тяговая от АОПО ВЛ 110 кВ Уйта 1 на ПС 220 кВ Октябрьская приводит параметры режима в области допустимых значений.

Результаты расчетов электрических режимов в нормальной, ремонтной, послеаварийной схеме сети, в том числе с учетом реализации УВ на отключение нагрузки от ПА показана на рисунках 15, 15.1-15.5.

На основании вышеизложенного, с целью обеспечения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений в ПАР, на ПС 220 кВ Октябрьская необходимо предусмотреть установку АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево 1, АОПО ВЛ 110 кВ Уйта 1 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево.

В связи с подтверждением необходимости выполнения ПА на расчетный период 2023 года, и принимая во внимание расчетное планируемое увеличение потребления на период 2027 года как в целом по энергосистеме Вологодской области, так увеличения потребления потребителей Бабаевского района, решение по целесообразности выполнения ПА является актуальным. Проведение дополнительных расчетов на 2027 год нецелесообразно.

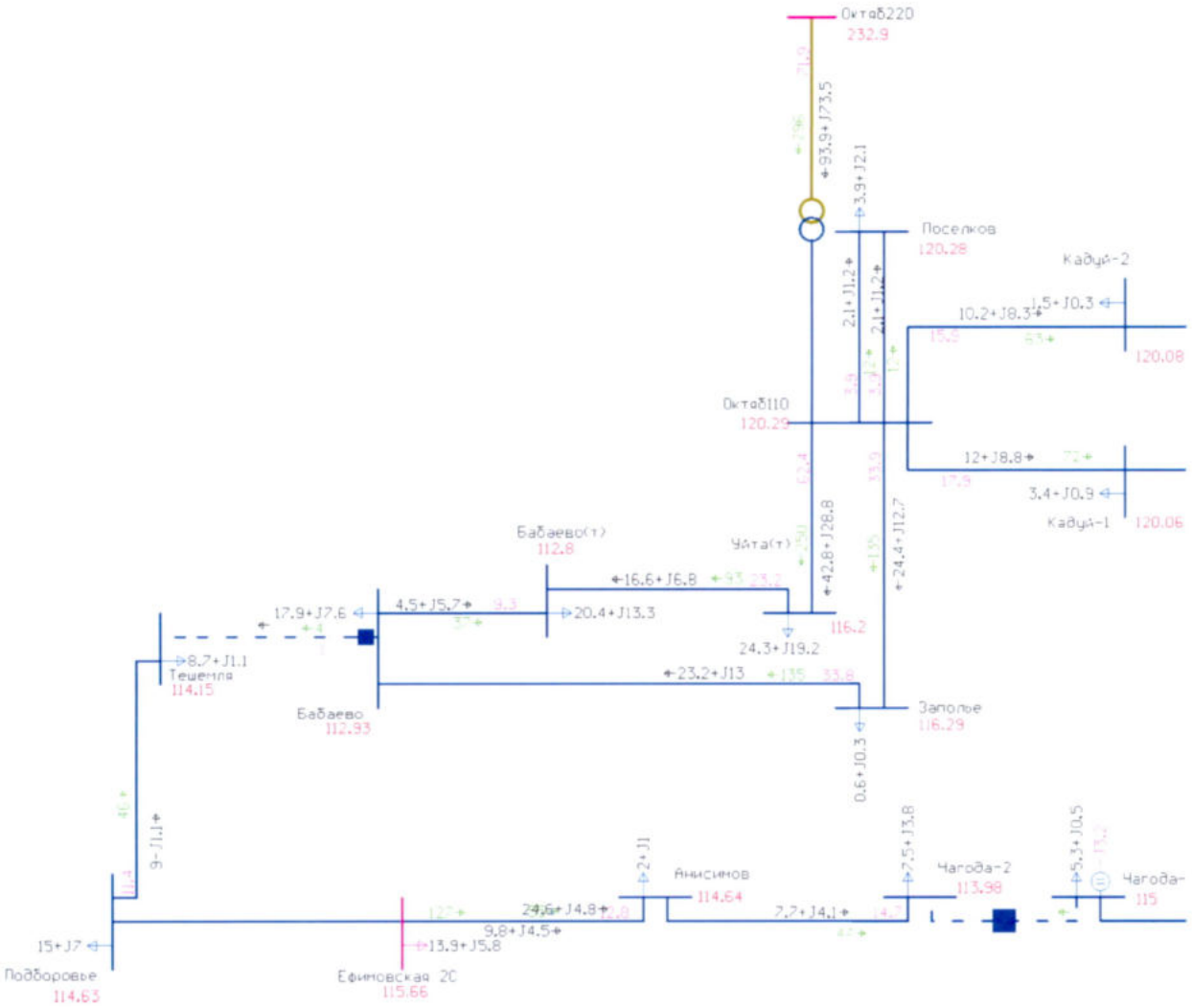


Рис 15. Зимний максимум 2023 при -32 ^{0}С.
Нормальная схема Бабаевского района на 2023 год

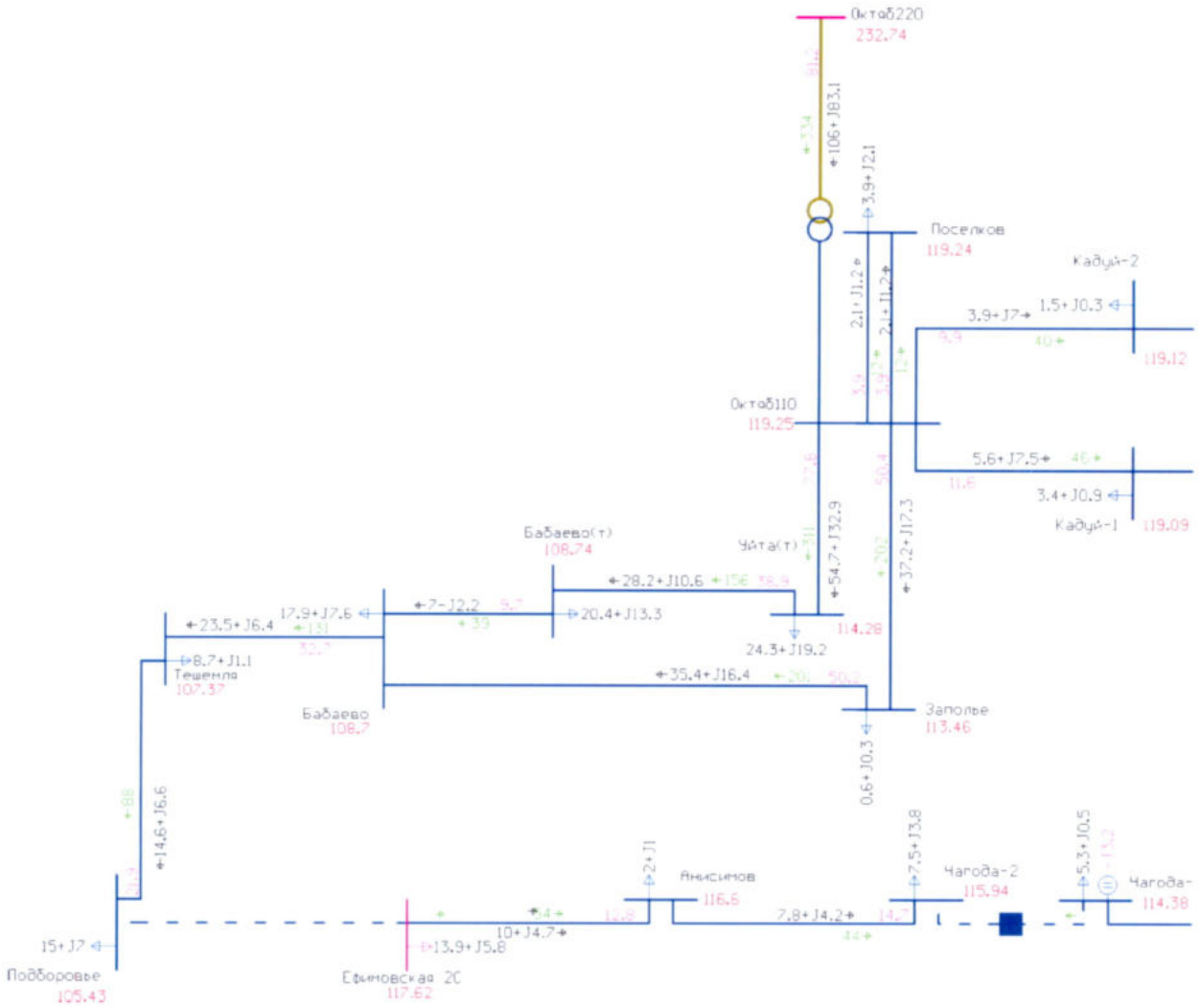


Рис 15.1. Ремонтная схема в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Произведен перевод нагрузки по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы Вологодской области.

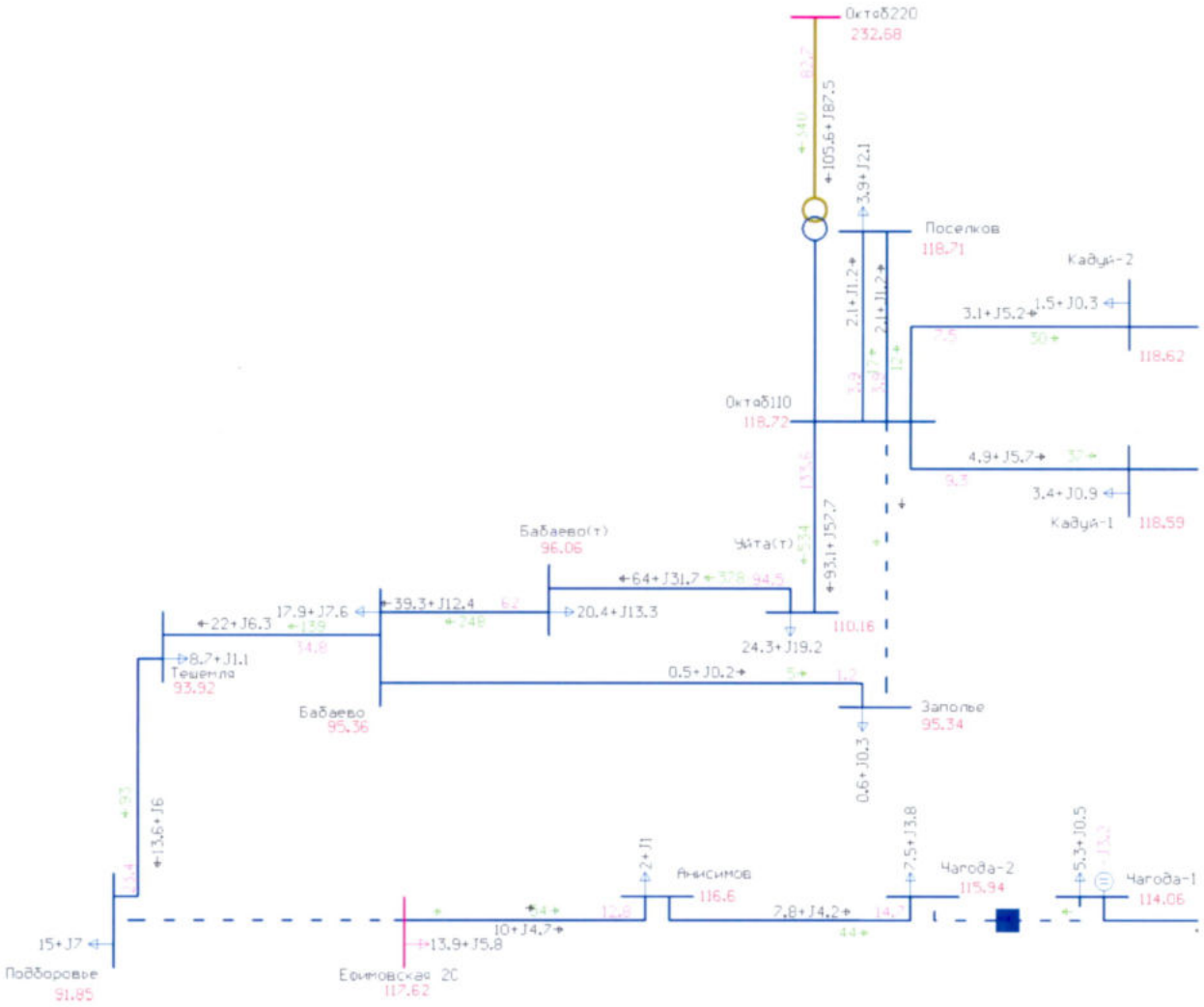


Рис 15.2. Ремонтная схема в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. АО ВЛ 110 кВ Бабаево-1. Превышена токовая нагрузка по ВЛ 110 кВ Уйта-1 выше АДТН.

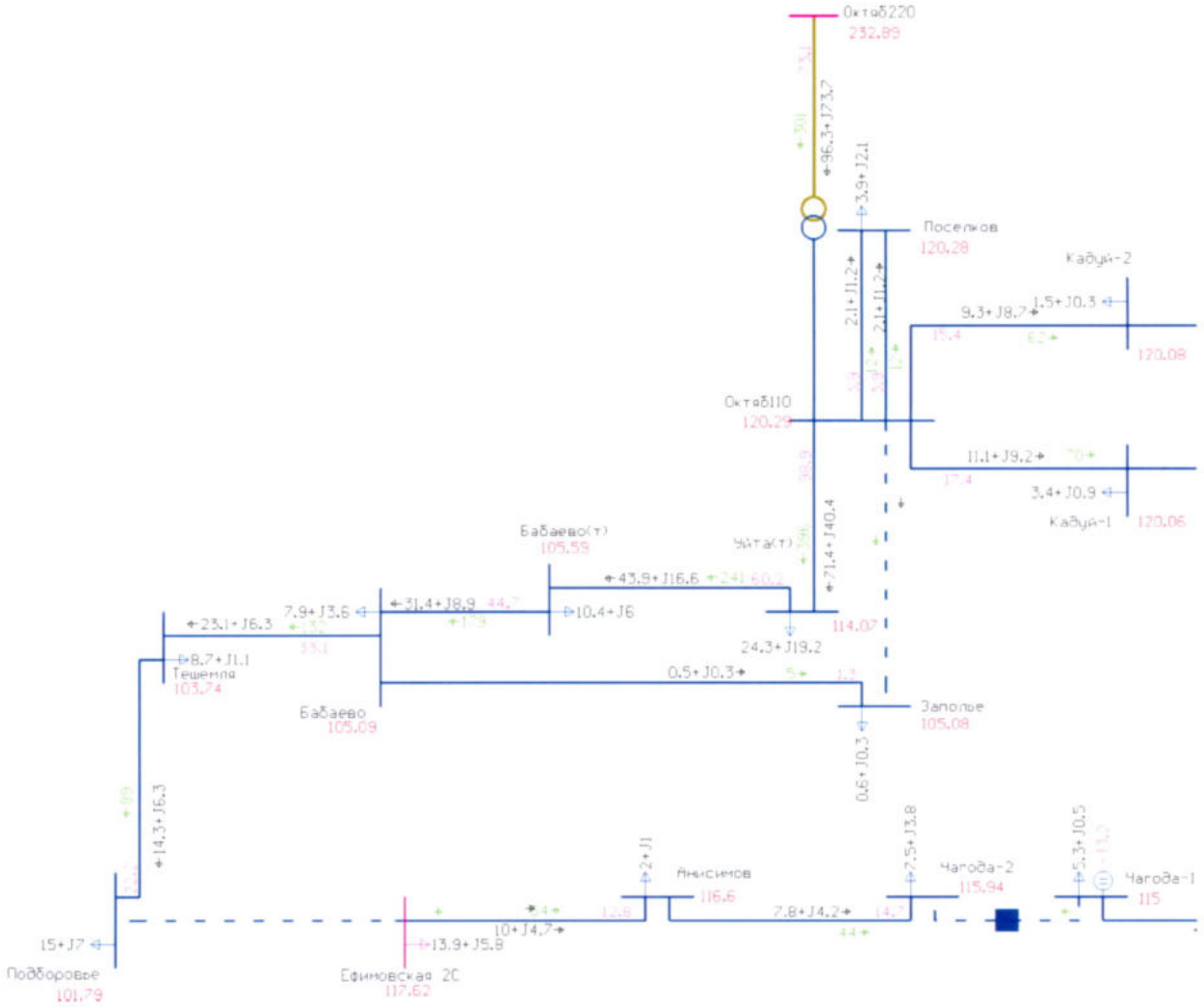


Рис 15.3. Режим после реализации УВ на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево и ПС 110 кВ Бабаево Тяговая от АОПО ВЛ 110 кВ Уйта-1 на ПС 220 кВ Октябрьская. Параметры режима в области допустимых значений.

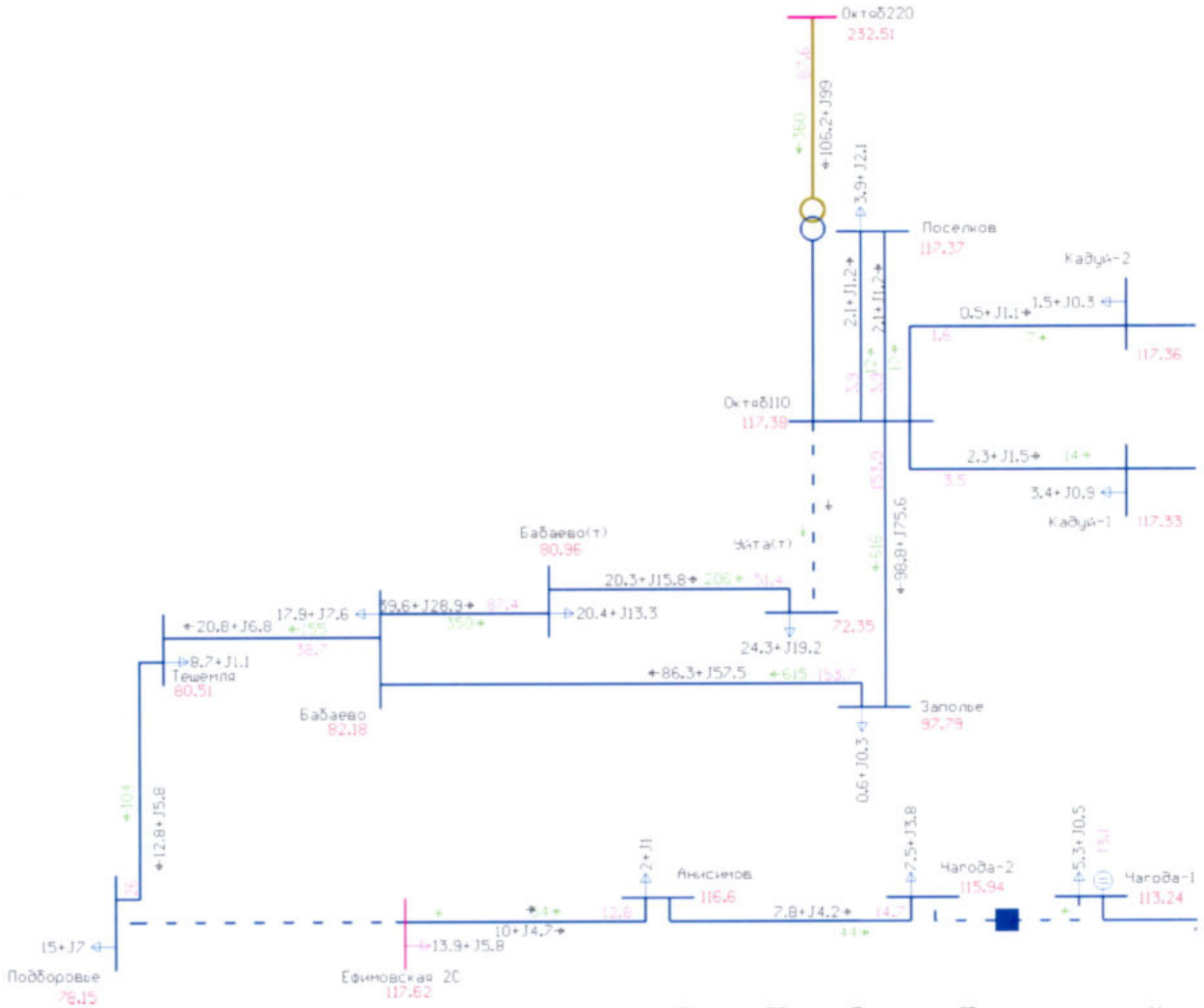


Рис 15.4. Ремонтная схема в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. АО ВЛ 110 кВ Уйта-1. Превышена токовая нагрузка по ВЛ 110 кВ Бабаево-1 выше АДТН. Напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений.

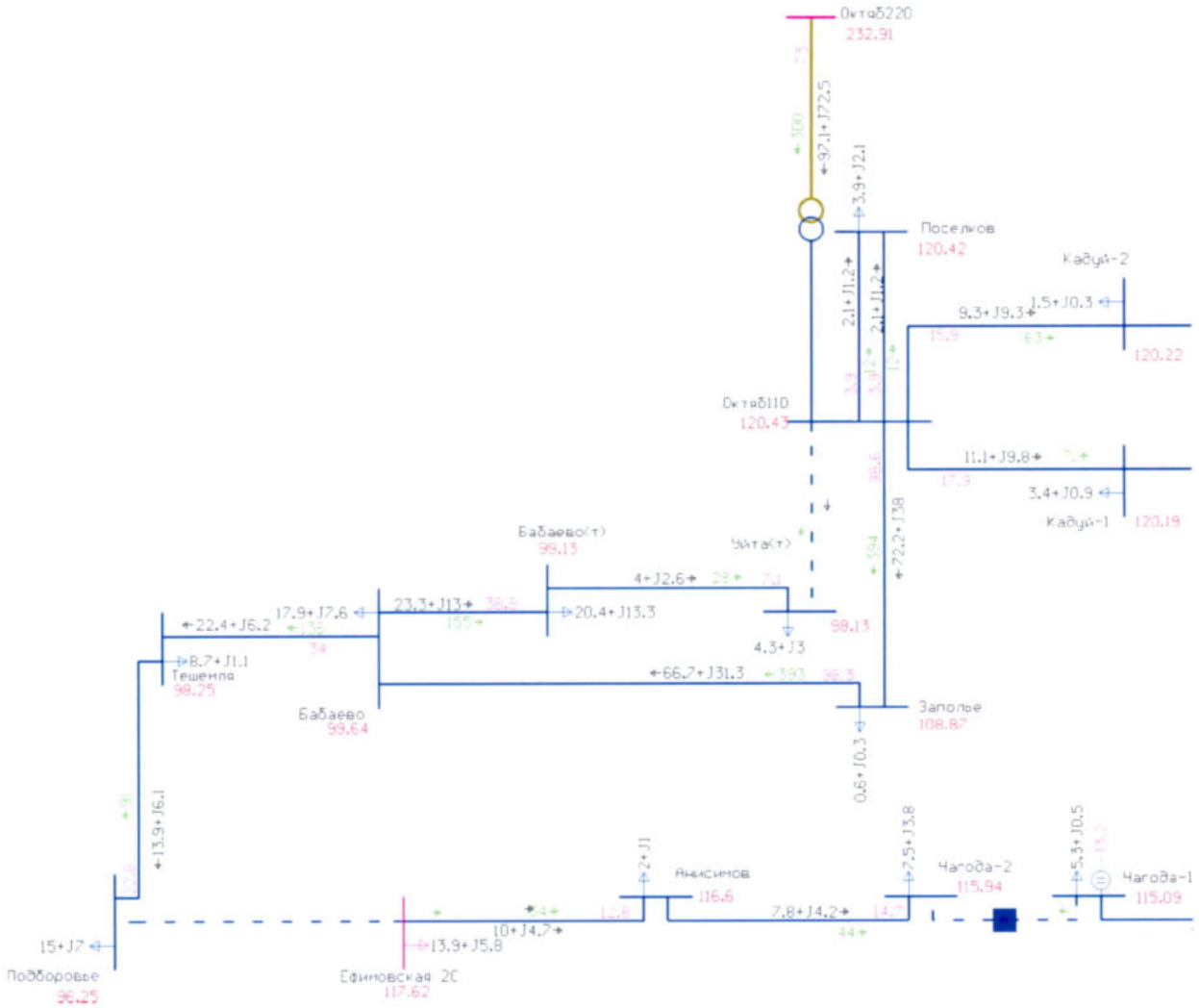


Рис 15.5. Режим после реализации УВ на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Уйта Тяговая от АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево-1 на ПС 220 кВ Октябрьская или АОСН на ПС 110 кВ Уйта

Отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы и ПС 110 кВ Суда от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда I (II) цепь с отпайками, расположенной на ПС 220 кВ РПП-1

Для подтверждения необходимости установки новой ПА, рассмотрены режимы летнего максимума нагрузки района размещения ПС 220 кВ РПП-1, Октябрьская, ПС 110 кВ Суда с прилегающими ПС 110 кВ, а также ПС 110 кВ Бабаево(тяговая), Уйта(тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево на период 2023 год и до 2027 года с учетом увеличения потребления рассматриваемого района после выполнения технологического присоединения следующих энергопринимающих устройств:

- АО «Бабаевский леспромхоз максимальной мощностью 1,4 МВт к шинам ПС 110 кВ Бабаево;

- набора нагрузок по выполненному ТУ на ТП ПАО "Газпром" максимальной мощностью 4,2 МВт к шинам ПС 110 кВ Бабаево (через ПС 35 кВ Балатон);

- ОАО «РЖД» максимальной мощностью 4,9 МВт к шинам ПС 110/27,5/10 кВ "Бабаево-тяговая";

- набора нагрузок по выполненному ТУ на ТП Управление капитального строительства и ремонтов МКУ максимальной мощностью 16 МВт к шинам ПС 110 кВ ИП Череповец (с учетом выполненного мероприятия по замене провода головного участка ВЛ 110 кВ Суда-1 и 2 на провод АС-240).

Под расчетным режимом принят режим летнего максимума нагрузок при +25 ^{0}С.

Расчеты выполнены для следующих двух схемно-режимных ситуаций:

- реализация единичного ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская выполнена с произведенным переводом нагрузки ПС 110 кВ Бабаево по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области;

- реализация единичного ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская выполнена без перевода нагрузки ПС 110 кВ Бабаево по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Данный режим может быть создан необходимости одновременного совмещения неотложных ремонтов в энергосистемах Вологодской области и г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

В рассматриваемом ПАР одной из ВЛ 110 кВ Суда-1 (Суда-2) в схеме ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская созданной с учетом перевода нагрузки ПС 110 кВ Бабаево на питание от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, управляющего воздействия на отключение части нагрузки на ПС 110 кВ Суда и ПС 110 кВ Новые Углы достаточно для разгрузки перегружаемого оборудования и ввода режима в область допустимых значений. Превышение токовой нагрузки по ВЛ 110 кВ Суда-1 выше АДТН на 10,5 % (токовая нагрузка составляет 431 А при АДТН 390 А) на участке ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Череповец до отпайки на ПС 110 кВ Новые Углы, ликвидируется действием ПА. Результаты расчетов электрических режимов в нормальной, ремонтной, послеаварийной схеме сети, в том числе с учетом реализации УВ на отключение нагрузки от ПА показана на рисунках 16, 16.1-16.3.

В связи с подтверждением необходимости выполнения ПА на расчетный период 2023 года, и принимая во внимание расчетное планируемое увеличение потребления на период 2027 года как в целом по энергосистеме Вологодской области,

так увеличения потребления потребителей Бабаево-Чагодощенского района, решение по целесообразности выполнения ПА является актуальным. Проведение дополнительных расчетов на 2027 год нецелесообразно.

В рассматриваемом ПАР одной из ВЛ 110 кВ Суда-1 (Суда-2) в схеме ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская без учета перевода нагрузки ПС 110 кВ Бабаево на питание от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, управляющего воздействия на отключение части нагрузки на ПС 110 кВ Суда и ПС 110 кВ Новые Углы недостаточно для разгрузки перегружаемого оборудования и ввода режима в область допустимых значений. Превышена токовая нагрузка по ВЛ 110 кВ Суда-1 выше АДТН от 20 до 32,8 % на участке ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Череповец до ПС 110 кВ Суда. Максимальная токовая нагрузка составляет 518 А при АДТН 390 А. Управляющих воздействий на ПС 110 кВ Суда и ПС 110 кВ Новые Углы от АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 - Суда цепь 1 и 2 на ПС 220 кВ РПП-1 недостаточно для ликвидации недопустимой перегрузки провода ВЛ и трансформаторов тока 110 кВ на ПС 110 кВ Суда. Для обеспечения полной ликвидации перегрузки оборудования необходимо в логике работы ПА предусмотреть дополнительные ступени, направленные на дополнительную разгрузку оборудования. Например, отключение ВЛ 110 кВ Суда-Коротово работающей в тупиковом режиме.

Результаты расчетов электрических режимов в ремонтной и послеаварийной схеме сети, в том числе с учетом реализации УВ на отключение нагрузки от ПА показана на рисунках 16.4-16.6.

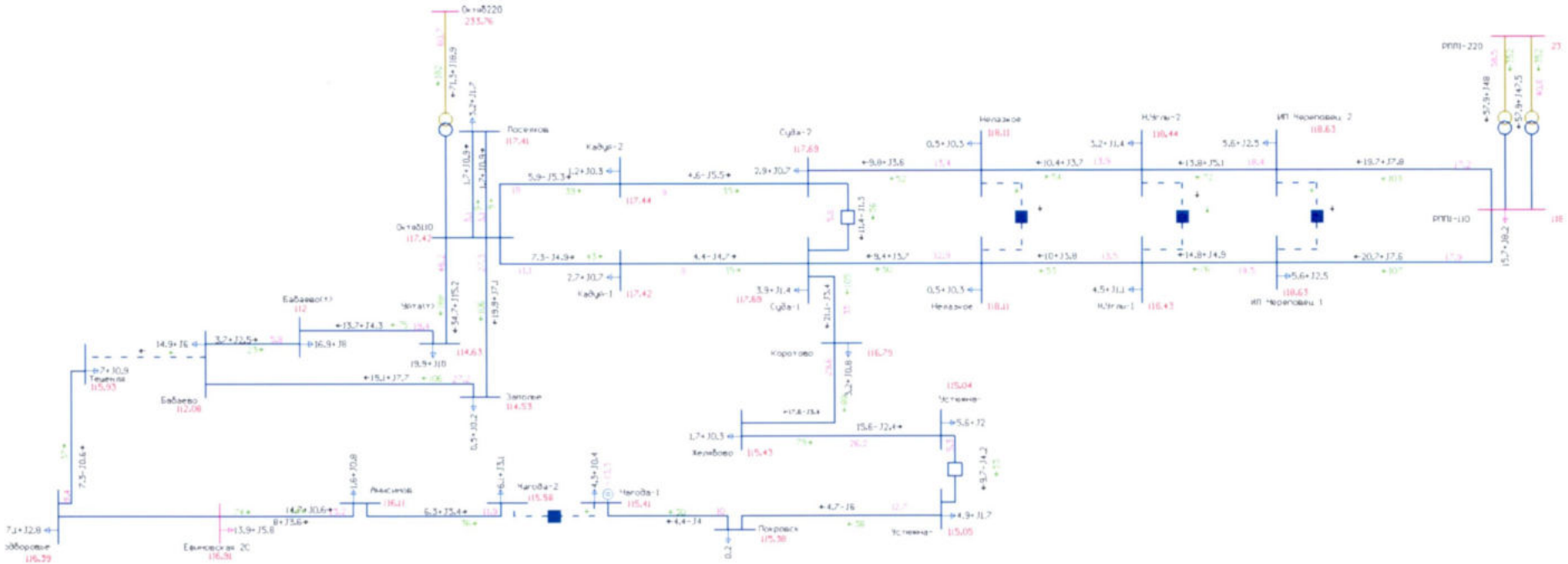


Рис 16. Летний максимум 2023 при +25 ^{0}С.
Нормальная схема Бабаево-Чагодощенского района на 2023 год

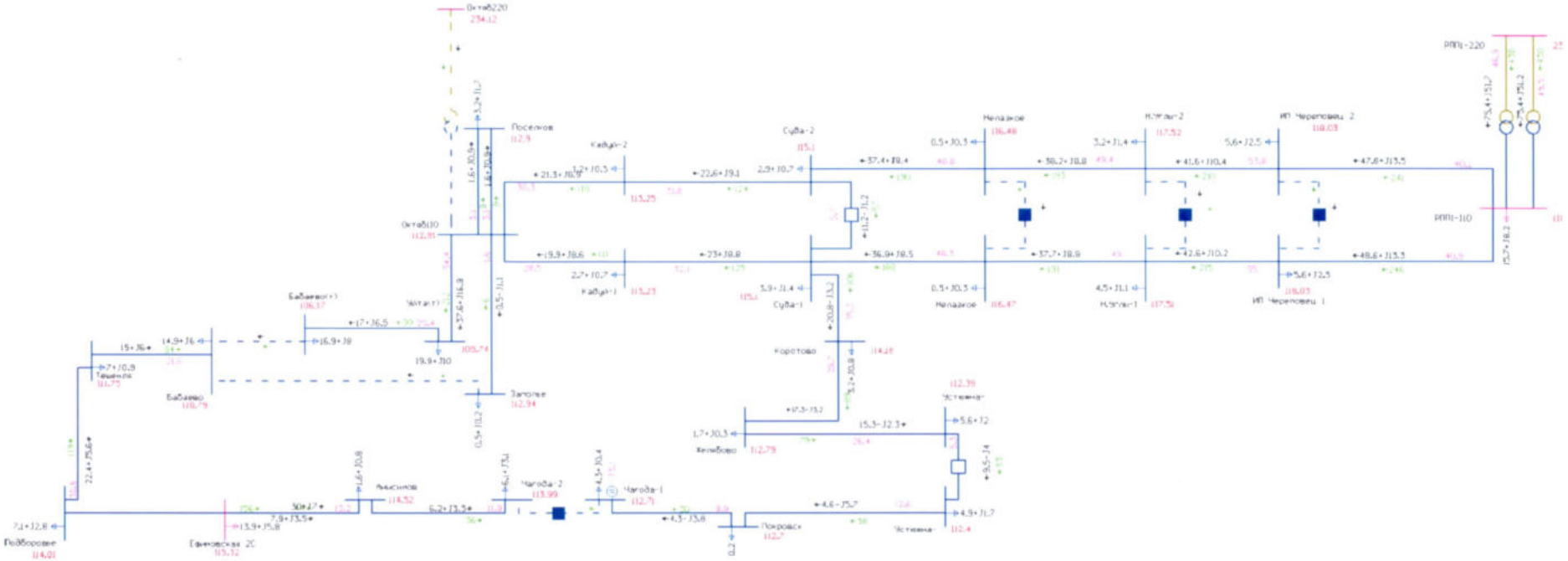


Рис 16.1. Ремонтная схема в энергосистеме Вологодской области: в ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская. Произведен перевод нагрузки ПС 110 кВ Бабаево по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

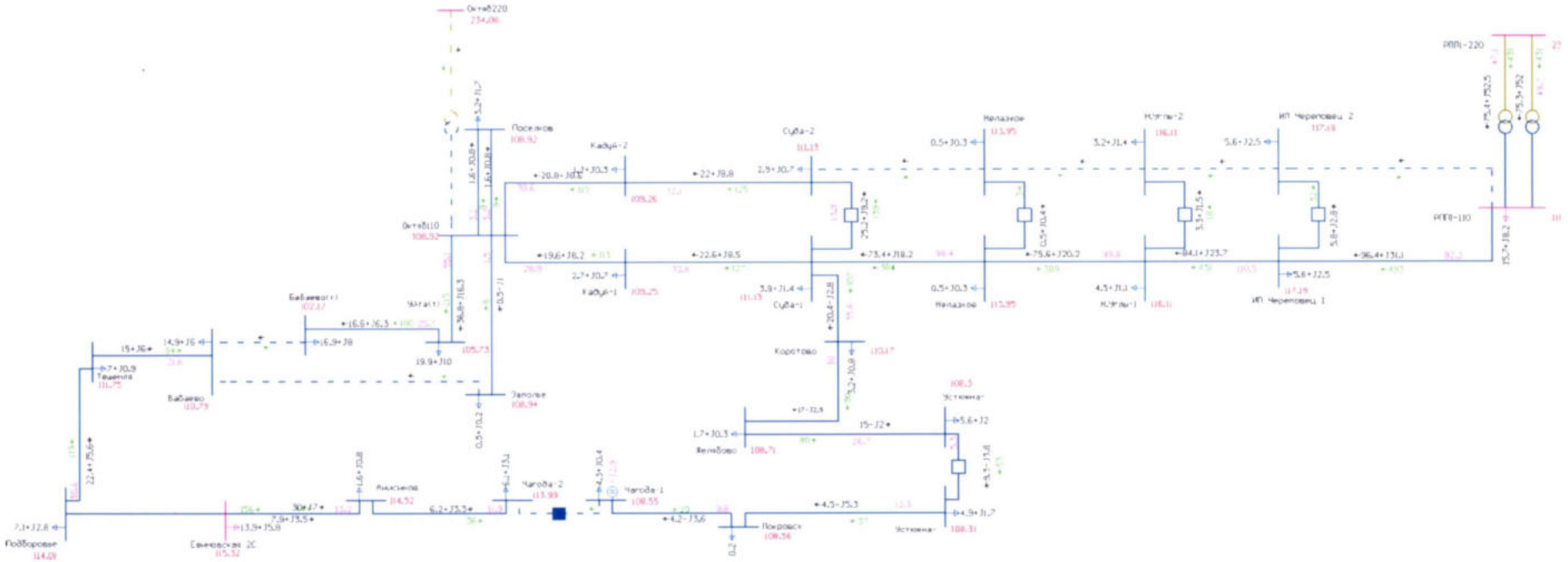


Рис 16.2. АО ВЛ 110 кВ Суда-2 в схеме ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская. Превышена токовая нагрузка по ВЛ 110 кВ Суда-1 выше АДТН на 10,5 % на участке ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Череповец до отпайки на ПС 110 кВ Н.Углы. Токовая нагрузка составляет 431 А при АДТН 390 А.

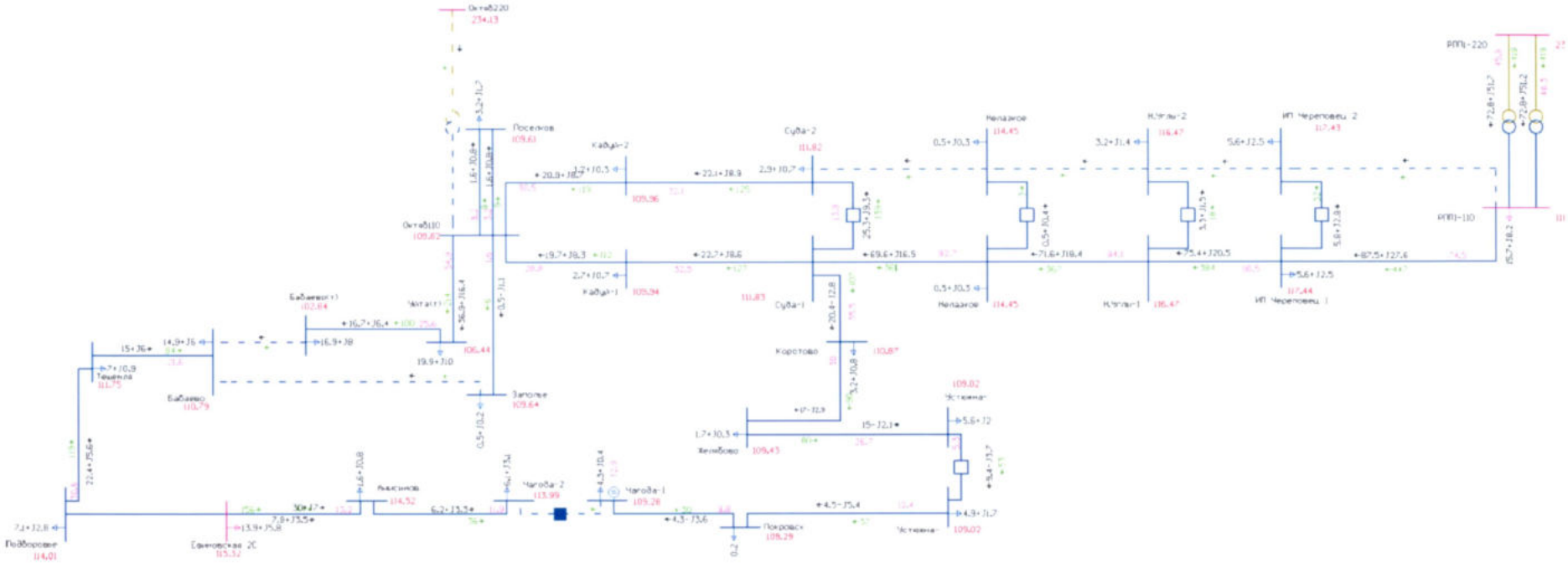


Рис 16.3. Режим после реализации УВ на отключение части нагрузки на ПС 110 кВ Суда и ПС 110 кВ Новые Углы от АОПО ВЛ 110 кВ Суда-1 на ПС 220 кВ РПП-1. Параметры режима в области допустимых значений.

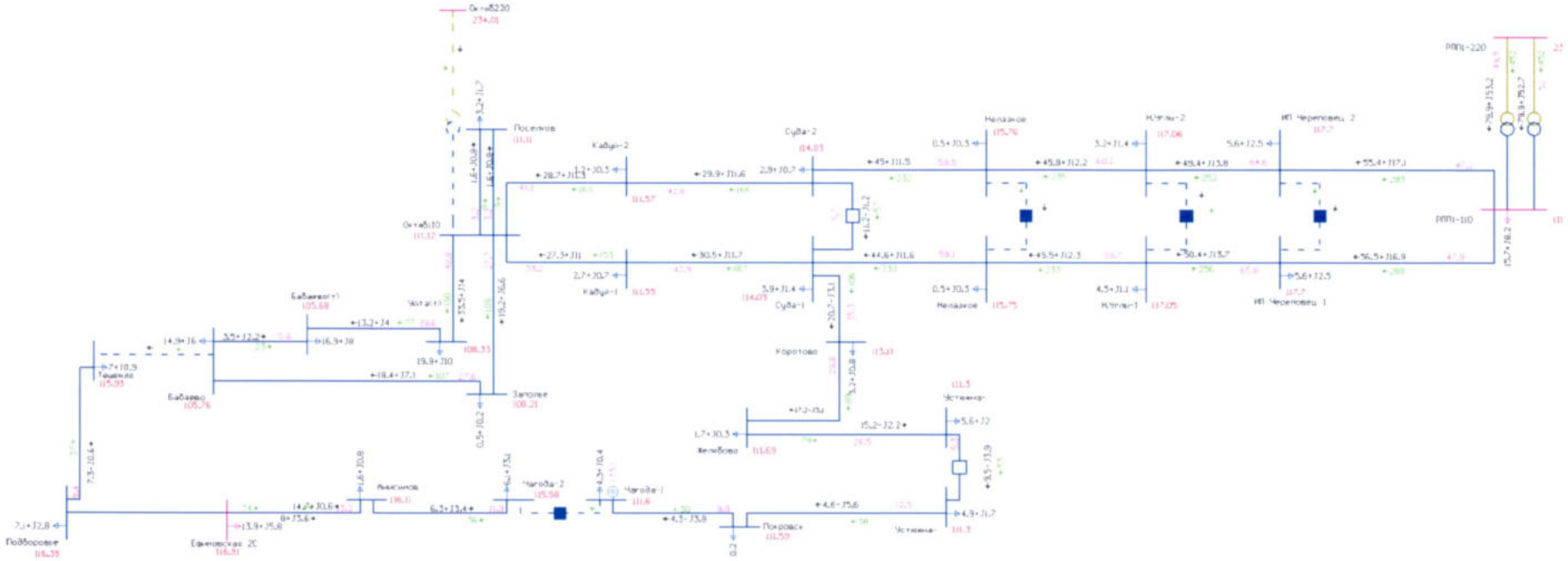


Рис 16.4. Ремонтная схема в энергосистеме Вологодской области: в ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская. Выполнение ремонта без осуществления перевода нагрузки ПС 110 кВ Бабаево по транзиту 110 кВ Бабаево-Подборовье на питание от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

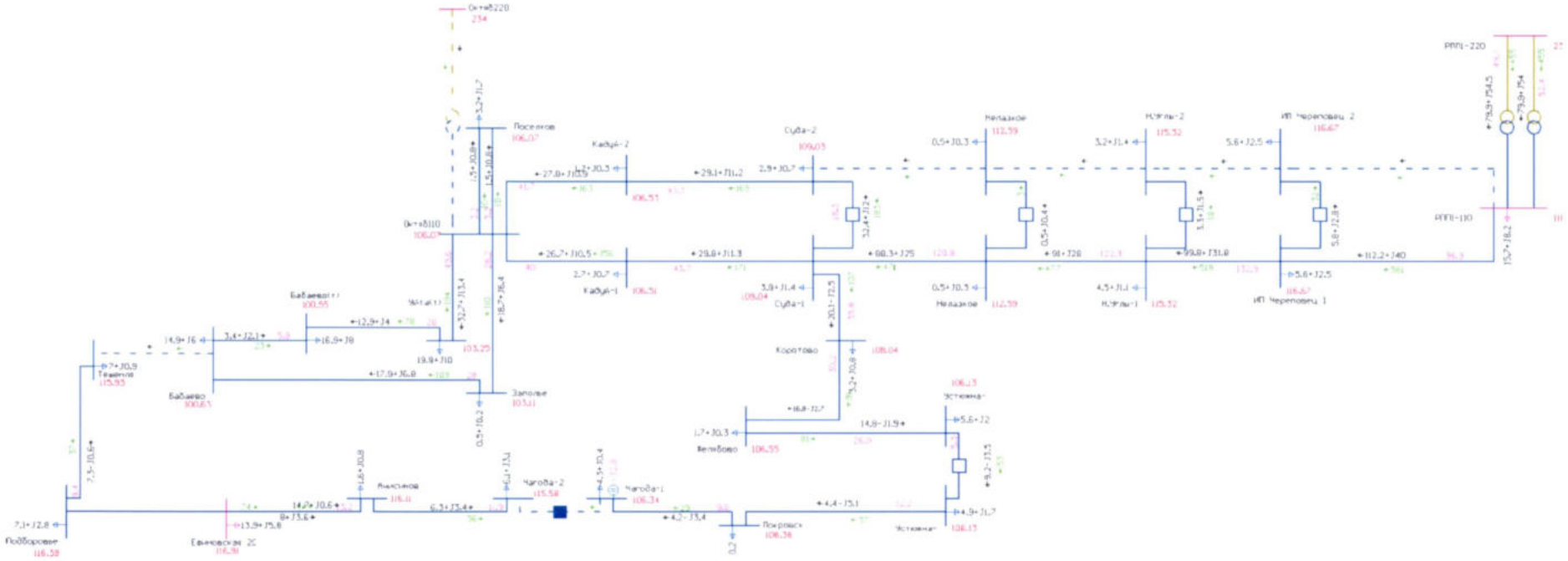


Рис 16.5. АО ВЛ 110 кВ Суда-2 в схеме ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Октябрьская. Превышена токовая нагрузка по ВЛ 110 кВ Суда-1 выше АДТН от 20 до 32,8 % на участке ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Череповец до ПС 110 кВ Суда. Максимальная токовая нагрузка составляет 518 А при АДТН 390 А.

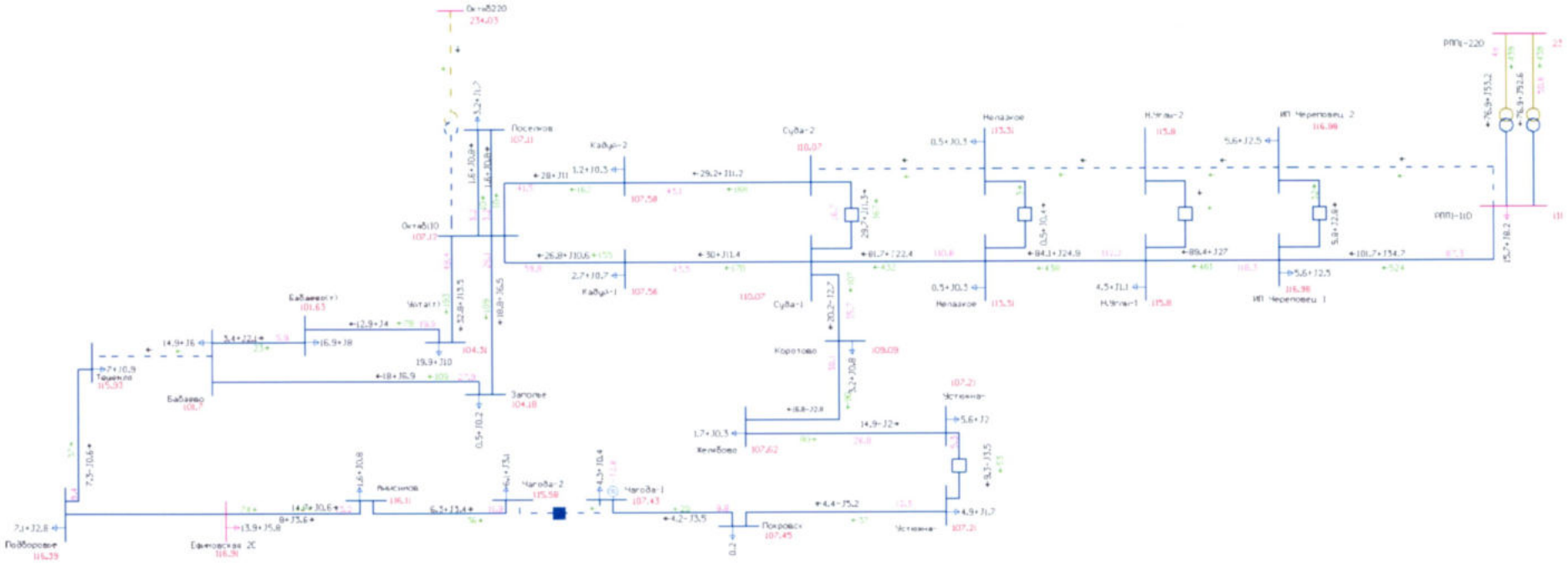


Рис 16.6. Режим после реализации УВ на отключение всей нагрузки на ПС 110 кВ Суда и ПС 110 кВ Новые Углы от АОПО ВЛ 110 кВ Суда-1 на ПС 220 кВ РПП-1. Превышена токовая нагрузка по ВЛ 110 кВ Суда-1 выше АДТН от 10,7 до 18 % на участке ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Череповец до ПС 110 кВ Суда. Максимальная токовая нагрузка составляет 461 А при АДТН 390 А.

IV-12. Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на ввод новых электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на ввод новых электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше в работе не приводится вследствие отсутствия предложений по вводу новых электросетевых объектов 220 кВ и выше на рассматриваемый период по территории Вологодской области.

IV-13. Перечень электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, рекомендуемых к вводу для устранения районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений в электрической сети напряжением 220 кВ и выше

Перечень электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в рассматриваемый период для устранения районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений в электрической сети напряжением 220 кВ и выше отсутствует.

IV-14. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ, рекомендуемых к вводу для устранения районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

На основании результатов выполненных расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше на рассматриваемую перспективу, с учетом существующей топологии сети, официальной информации о планируемом изменении схем внешнего электроснабжения потребителей, установленной на текущий момент, а также предлагаемой к установке устройств противоаварийной автоматики согласно рекомендациям раздела IV-11 настоящей работы, в энергосистеме Вологодской области отсутствует необходимость к вводу новых электросетевых объектов для устранения районов с высокими рисками выхода параметров режимов за область допустимых значений.

IV-15. Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, схемам выдачи мощности объектов генерации, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования программы развития в соответствии с программой социально-экономического развития Вологодской области

Схемы внешнего электроснабжения и схемы выдачи мощности электростанций в данной работе не рассматриваются.

IV-16. Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года)

В результате выполненных расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше и проведенного анализа:

–выявления «узких мест» и необходимых объемов реконструкции и нового электросетевого строительства для их ликвидации;

–проверки пропускной способности сети для расчетного уровня нагрузок;

–загрузки трансформаторного оборудования по центрам питания 110 кВ и выше;

–необходимости нового строительства электросетевых и энергетических объектов для удовлетворения спроса на электроэнергию по заявкам на технологическое присоединение и выданным техническим условиям;

–оценки уровней напряжения и выбора средств регулирования напряжения в сети.

В данном подразделе приводятся сводные данные по предлагаемому развитию электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Вологодской области — суммарные вводы (протяженность и трансформаторная мощность) по классам напряжения с указанием оценочной величины необходимых капитальных затрат по каждому мероприятию.

Оценка объема необходимых капиталовложений для реализации приведенных мероприятий проведена согласно сборнику «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ» (утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 октября 2014 г. №477), а также на основании оценки объема капиталовложений в объекты-аналоги, проведенной в подобных работах, согласованных дочерними компаниями ПАО «Россети».

Итоговые стоимости мероприятий приведены на третий квартал 2019 г. с учетом НДС 20% 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 письмам Минстроя России № 37341-ДВ/09 от 04.10.2019 и № 38021-ЮГ/09 от 09.10.2019.

*Таблица 72. Перечень мероприятий базового варианта СиПР, включающий объемы строительства сетей 110 кВ и выше Вологодской области на период 2023-2027 гг. **

№	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Параметры		Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия	Оценочная стоимость мероприятия, млн руб.	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Примечание
			До проведения реконструкции	После проведения реконструкции					
1.	**Мероприятия технического перевооружения и реконструкции энергообъектов, не связанные с развитием сети**								
1.1	ПС 500 кВ Череповецкая	Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая	500 кВ / 2х501 МВА	500 кВ / 2х501 МВА	ИП ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2020 № 34@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@»	2025	4282,03	ПАО «ФСК ЕЭС»	Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 гг.
			500 кВ / 180 Мвар	500 кВ / 180 Мвар					
1.2	ПС 220 кВ Ростилово	Реконструкция ПС 220 кВ Ростилово	220 кВ / 125 МВА	220 кВ / 125 МВА	ИП ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2020 № 34@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@»	2025	223,77	ПАО «ФСК ЕЭС»	Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 гг
2.	**Мероприятия, необходимые для технологического присоединения**								
2.1	ПС 110 кВ Вохтога Р.	Реконструкция ПС 110 кВ Вохтога Р. Грязовецкого района: замена силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА	2*10 МВА	2*16 МВА	Ликвидация текущей перегрузки трансформаторного оборудования в режиме N-1 Исполнение договора ТП №26-04407В/19 от 24.04.2020	2022	104,76	Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	Необходимость замены оборудования основана на ликвидации текущей перегрузки трансформаторного оборудования в режиме N-1. Срок реализации мероприятия предлагается до планируемого срока осуществления ТУ на ТП крупного потребителя: ООО Плитвуд в 2023 году

№	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Параметры		Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия	Оценочная стоимость мероприятия, млн руб.	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Примечание
			До проведения реконструкции	После проведения реконструкции					
2.2.	ПС 110 кВ ГТП-110/10 кВ Минобороны	Строительство ПС 110 кВ ГТП-110/10 кВ Минобороны с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2х10 МВА	-	2*10 МВА	Исполнение договора ТП № ВОЛ9ТП/660/21/ДС-2021-12 от 30.11.2021	2022	-	Министерство обороны РФ	Технические условия от 21.05.2021 (с изменениями от 11.10.2021, 29.10.2021) на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Минобороны РФ
	Отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково и ВЛ 110 кВ Дорожная до новой ПС 110 кВ ГТП 110/10 кВ Минобороны	Строительство: - отпайки от опоры № 291 ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково до РУ 110 кВ ПС 110 кВ ГТП 110/10 кВ Минобороны; - отпайки от опоры № 132 ВЛ 110 кВ Дорожная до РУ 110 кВ ПС 110 кВ ГТП 110/10 кВ Минобороны	-	1х10,83 км 1х7,57 км			-	Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	Технические условия от 21.05.2021 (с изменениями от 11.10.2021, 29.10.2021) на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Минобороны РФ
3.	**Мероприятия, связанные с недостаточной пропускной способностью электрической сети**								
3.1.	ПС 220 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ПС 110 кВ Уйта (тяговая)	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Бабаево-1 на ПС 220 кВ Октябрьская	-	Устройства ПА	Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования (ТТ) ПС в послеаварийных режимах	2022	не определяется в данной работе	ОАО «РЖД», Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	УВ на отключение нагрузки на подстанциях 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево. Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2022 год

№	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Параметры		Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия	Оценочная стоимость мероприятия, млн руб.	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Примечание
			До проведения реконструкции	После проведения реконструкции					
3.2.	ПС 220 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (тяговая), ПС 110 кВ Уйта (тяговая)	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Уйта-1 на ПС 220 кВ Октябрьская	-	Устройства ПА	Перегрузка существующего провода ВЛ и оборудования (ТТ) ПС в послеаварийных режимах.	2022	не определяется в данной работе	ОАО «РЖД», Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	УВ на отключение нагрузки на подстанциях 110 кВ Бабаево (тяговая), Уйта (тяговая) и ПС 110 кВ Бабаево. Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2022 год
3.3.	ПС 110 кВ Новые Углы, ПС 110 кВ Суда	Выполнение УВ на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы и ПС 110 кВ Суда от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 — Суда I (II) цепь с отпайками на ПС 220 кВ РПП-1	-	Устройства ПА	Перегрузка существующего провода ВЛ 110 кВ Суда-1 и 2 на участке от отпайки на ПС 110 кВ ИП Череповец до ПС 110 кВ Суда в послеаварийных режимах. Перегрузка ТТ-110 кВ ВЛ 110 кВ Суда-1 и 2 на ПС 110 кВ Суда	2022	не определяется в данной работе	Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	Включено в предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ по развитию электрических сетей со сроком реализации 2022 год

*Мероприятия по модернизации, реконструкции и новому строительству объектов напряжением 110 кВ и выше выполнять исходя из принципов построения цифровой сети в рамках программы «Цифровая экономика»

IV-17. Оценка значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области.

IV-17.1. Оценка значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территриальных электрических сетей за период 2018-2021 годов.

В таблице 111 представлена оценка значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных электрических сетей за последние 4 года.

Таблица 111. Оценка значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных электрических сетей за последние 4 года.

№ п/п	Наименование организации	Наименование показателя	Фактические показатели			
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	АО «Вологдаоблэнерго»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Πsaidi	2,25951	2,22698	2,19527	2,16234
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Πsaifi	0,86720	0,86356	0,85225	0,82263
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
2	МУП «Электросеть»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Πsaidi	0,34284	0,33790	0,33309	0,32810
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Πsaifi	0,34222	0,33729	0,33249	0,32750
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
3	ООО «Кирилловская электросеть» (ООО «КЭС»)	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Πsaidi	0,58214	0,57376	0,56559	0,55711
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Πsaifi	0,50847	0,50115	0,49401	0,48660
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00528	1,00371	1,00461	1,00000
4	ОАО «РЖД» - СП «Трансэнерго» - Октябрьская дирекция по энергообеспечению	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Πsaidi	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Πsaifi	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

№ п/п	Наименование организации	Наименование показателя	Фактические показатели			
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
5	ОАО «РЖД» - СП «Трансэнерго» - Северная дирекция по энергообеспечению	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Пsaidi	0,02055	0,02026	0,01997	0,01967
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Пsaifi	0,00162	0,00159	0,00157	0,00155
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,25258	1,23481	1,21756	1,19930
6	АО «Оборонэнерго» филиал Северный	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Пsaidi	1,85943	1,83266	1,80657	1,77947
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Пsaifi	1,10926	1,00838	0,92759	0,81615
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,25367	1,23565	1,21829	1,20002
7	Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Пsaidi	5,17083	5,04044	4,91334	4,78944
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Пsaifi	2,43372	2,29899	2,17172	2,05150
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,02470	1,00933	1,00000	1,00000

IV-17.2.Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территриальных электрических сетей для каждого года пятилетнего периода.

В таблице 112 представлена оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных электрических сетей для каждого года пятилетнего периода.

Таблица 112. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных электрических сетей для каждого года пятилетнего периода.

№ п/п	Наименование организации	Наименование показателя	Плановые показатели					
			2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	АО «Вологдаоблэнерго»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Psaidi	2,12991	2,09796	2,06649	2,03381	2,00196	1,97001
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Psaifi	0,85225	0,82263	0,79404	0,79396	0,78257	0,75877
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
2	МУП «Электросеть»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Psaidi	0,32318	0,31833	0,31355	0,30860	0,30376	0,29891
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Psaifi	0,32259	0,31775	0,31299	0,30804	0,30322	0,29838
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
3	ООО «Кирилловская электросеть» (ООО «КЭС»)	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Psaidi	0,54875	0,54052	0,53241	0,52399	0,51578	0,50755
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Psaifi	0,47930	0,47211	0,46503	0,45767	0,45051	0,44332

№ п/п	Наименование организации	Наименование показателя	Плановые показатели					
			2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
4	ОАО «РЖД» - СП «Трансэнерго» - Октябрьская дирекция по энергообеспечению	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Пsaidi	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Пsaifi	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
5	ОАО «РЖД» - СП «Трансэнерго» - Северная дирекция по энергообеспечению	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Пsaidi	0,01938	0,01909	0,01880	0,01851	0,01822	0,01793
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Пsaifi	0,00153	0,00150	0,00148	0,00146	0,00143	0,00141
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,18131	1,16359	1,14614	1,12835	1,11083	1,09338
6	АО «Оборонэнерго» филиал Северный	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Пsaidi	1,75278	1,72649	1,70059	1,67370	1,64749	1,62119
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Пsaifi	0,71810	0,63183	0,55592	0,45145	0,36716	0,28016
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Птпр	1,18201	1,16428	1,14682	1,12892	1,11129	1,09371

№ п/п	Наименование организации	Наименование показателя	Плановые показатели					
			2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
7	Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, Πsaidi	4,66866	4,53994	4,41666	4,29275	4,16788	4,04255
		Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг, Πsaifi	1,93793	1,80695	1,68801	1,56760	1,44505	1,32155
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, Πтпр	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

IV-18.Прогноз развития энергетики Вологодской области на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

IV-18.1. Ветроэнергетика

Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках на территории Вологодской области можно оценить по рисунку 17.



Рисунок 17. Распределение среднегодовой скорости ветров на территории России, м/с

В соответствии с представленным распределением удельного ветропотенциала территория, Вологодской области относится к территориям с низкой эффективностью использования ветрогенерирующих установок. Исходя из показателей

ветроэнергетического потенциала, предпосылки его использования на цели энергоснабжения экономически не оправданы.

IV-18.2. Солнечная энергетика

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в Вологодской области определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли.

На рисунке 18 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории РФ.



Рисунок 18. Поток солнечной радиации, приходящийся на м² за один день на территории РФ

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории Вологодской области суммарная солнечная радиация на 1 м² составляет от 3,0 до 3,5 кВт·ч/м². При этом продолжительность солнечного сияния по территории Вологодской области составляет менее 1 700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на рисунке 19.



Рисунок 19. Продолжительность солнечного сияния на территории РФ, ч/год

По приведенным картам можно оценить эффективность использования генерирующих установок на основе солнечных батарей как не высокую.

Однако, в настоящее время использование солнечного излучения на цели как тепло-, так и электроснабжения потребителей не является экономически целесообразным в силу капиталоемкости солнечных коллекторов и фотоэлектрических преобразователей. В таких условиях и с учетом того, что в российском законодательстве отсутствуют стимулирующие внедрение ВИЭ меры, развитие солнечной энергетики на территории Вологодской области в ближайшей перспективе маловероятно. При существенном снижении стоимости оборудования по производству электроэнергии на основе энергии солнечного излучения, а также снижения стоимости сопутствующей инфраструктуры для хранения выработанной электроэнергии возможно появление механизмов окупаемости капиталовложений.

IV-18.3. Биоэнергетика

Данный сегмент возобновляемых источников энергии при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо — топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигноцеллюлозные соединения и водоросли.

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование леса. Лесопромышленный комплекс занимает третье место в общем объеме экспорта из Вологодской области после металлургии и химической промышленности, поэтому использование древесных отходов в качестве топлива позволяет добиться существенного экономического эффекта.

Фактически на всех деревообрабатывающих предприятиях области установлены котельные на отходах лесопиления и деревообработки, позволяющие получать тепловую энергию, используемую для отопления производственных помещений и обслуживания сушильных камер. Наиболее крупные котлы утилизаторы установлены на лесопильных производствах АО «Белозерский

леспромхоз», АО «Череповецкий ФМК», АО «Сокольский ДОК», ООО «Премиумлес», ООО «Харовсклеспром», ООО «Новаторский ЛПК», АО «Великоустюгский ФК Новатор». В области также действуют пиролизные установки для получения древесного угля в Кадуе и Сямже, а на лесных предприятиях и некоторых сельхозпредприятиях идет апробация газогенераторных установок, работающих на древесном сырье.

Благоприятные условия для строительства мини-ТЭЦ на древесных отходах позволяют получать электрическую и тепловую энергию при утилизации отходов лесопромышленного комплекса.

Целесообразность применения таких станций в отдаленных от центра районах, где наблюдается дефицит электроэнергии, подтверждается успешной работой АО «ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующей в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий.

Идентификационный номер и наименование квалифицированного генерирующего объекта	**00000GWHITEST Промышленная мини-ТЭЦ «Белый Ручей»**
Наименование организации или фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя - владельца генерирующего объекта	Акционерное общество «ТЭЦ «Белый Ручей»
Местонахождение генерирующего объекта с указанием наименования муниципального образования	РФ, Вологодская область, Вытегорский район, СП Девятинское, п. Депо, ул. Энергетиков, д.2
Установленная генерирующая мощность квалифицированного генерирующего объекта	6 МВт
Вид соответствующего генерирующего объекта, определенный в соответствии с классификацией, предусмотренной прил. №5 к Правилам квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 3 июня 2008 г. N 426 "О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии"	Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования биомассы, включая специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья
Год, в котором генерирующий объект впервые включен в схему и программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации	2014 год
Дата, когда в отношении генерирующего объекта впервые установлена цена	Тариф установлен с 01.11.2012 приказом Региональной

(тариф) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях	энергетической комиссии Вологодской области от 22.10.2012 № 490

Вторая мини-ТЭЦ на древесных отходах мощностью 3 МВт электрической энергии введена в работу в 2006 г. на АО «Великоустюгский фанерный комбинат «Новатор». Пуск мини-ТЭЦ позволил на 68% обеспечить производство собственной электрической энергией, обеспечить ежемесячную утилизацию около 7 тыс. плотных куб. м отходов деревообработки.

В области построено 22 предприятия по производству биотоплива, общей производственной мощностью 138,6 тыс. тонн пеллет в год, перечень которых представлен в таблице 113.

Таблица 113. Предприятия по производству биотоплива (пеллеты, брикеты)

Наименование предприятия	Место размещения предприятия	Вид выпускаемой продукции	Производственная мощность, т/год
ООО «Кадуйский фанерный комбинат»	г. Кадуй	брикеты	383,33
ООО «Харовский лес»	г. Харовск	брикеты	4300
ООО «Бабушкинский союз предпринимателей»	с. им. Бабушкина	брикеты	325
ООО «Вологодский лес»	г. Вологда	брикеты	7000
ООО «Никольский лес»	г. Никольск	брикеты	5644,8
ООО «БиоЛесПром»	д. Терменьга Верховажский район	пеллеты	15000
ООО «Голдпеллетс» (ГолдГрупп)	г. Вологда	пеллеты	4800
ООО «Фабрика Дерусса»	п. Хохлово Кадуйский район	пеллеты	9600
АО «Череповецкая спичечная фабрика «ФЭСКО»	г. Череповец	пеллеты	3420
ООО «Восток» (ООО «МТС «Кичменский»)	с. Кичменский Городок	пеллеты	2400
ООО «Сокол»	г. Сокол	пеллеты	3500
ЗАО «Суда»	Бабаевский район, с. Борисово-Судское	брикеты	8000
АО «Белозерский леспромхоз»	г. Белозерск	брикеты	10000
ООО «Стройресурс»	г. Сокол	брикеты	2000
ИП Кабанов Константин Аркадьевич	п. Вохтога	пеллеты	2500
ИП Большаков А.И.	д. Григорово Кичменгско-Городецкий район	брикеты	3000
ООО «Вологодские безотходные технологии»	г. Бабаево	пеллеты	30000
ООО «Гиперком С-З»	п. Новатор Великоустюгский район	брикеты	7200

Наименование предприятия	Место размещения предприятия	Вид выпускаемой продукции	Производственная мощность, т/год
ООО «Холбит»	пос. Туровец Междуреченский район	брикеты	530
ООО «Патриот»	п. Морозовица Великоустюгский район	пеллеты	10000
ООО «Устьелес»	г. Сокол	пеллеты	7000
ООО «Леон»	Никольский район, 5 км автодороги Никольск-Чекшино	пеллеты	2000

Также важным и перспективным местным видом топлива является торф, эффективное использование которого на тепловых электростанциях станет возможным после увеличения объемов его добычи и модернизации технологической базы торфяной промышленности. Внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для добычи, агломерации и сжигания торфяной продукции для нужд малой и средней энергетики позволит значительно увеличить долю использования торфа в топливно-энергетическом балансе Вологодской области.

IV-18.4. Гидроэнергетика

Большое количество гидроресурсов Вологодской области позволяет сделать вывод о высоком приоритете над другими возобновляемыми источниками энергии для условий Вологодской области сооружение малых гидроэлектростанций (МГЭС) различных типов в зависимости от рельефа местности и уклона русел рассматриваемых рек. Существуют предпроектные проработки размещения МГЭС. Однако, в каждом случае необходимо предварительное технико-экономическое обоснование целесообразности сооружения МГЭС. При этом может быть целесообразно сооружение как бесплотинных МГЭС (деривационных и русловых), так и плотинных мощностью до нескольких мегаватт, рассчитанных на пропуск основной части весеннего паводка и сглаживание пиков летних и осенних паводков.

Развитие малой гидрогенерации на территории Вологодской области в настоящий момент является одним из наиболее приоритетных направлений. На территории области сейчас действуют ГЭС № 31, № 32 г. Вытегра мощностью 2,28 МВт и Шекснинская ГЭС мощностью 24 МВт.

IV-18.5. Заключение

Включение генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики должно осуществляется на конкурсной основе (в соответствии с пунктом 28(1) Постановления Правительства РФ от 17.10.2009 N 823 (в редакции от 16.02.2015 года) «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»).

Порядок и условия проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики Вологодской области, а также требования к соответствующим инвестиционным проектам и критерии их отбора устанавливаются администрацией Вологодской области.

В случае принятия собственником объекта по производству электрической энергии решения о работе объекта в составе ОЭС возникает необходимость

осуществления процедуры технологического присоединения к электрическим сетям в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.

IV-19. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований

Прогноз потребления тепловой энергии в Вологодской области на период до 2027 года выполнен с учетом:

1) численности населения и социально-экономических показателей в соответствии с базовым сценарием «Прогноза социально-экономического развития Вологодской области на долгосрочный период 2016-2030 годов», утвержденного постановлением Правительства Вологодской области от 30.11.2015 г. № 1022 (в ред. постановления Правительства Вологодской области от 23.212.2019 г. № 1273).

2) данных органов исполнительной государственной власти области о намечаемом развитии жилищно-коммунального сектора и крупных промышленных предприятий региона в период до 2027 года.

3) динамики фактического годового отпуска тепла с коллекторов энергоисточников (ТЭС и котельные) в период 2016-2021 годов.

Прогноз потребления тепловой энергии на нужды централизованного теплоснабжения на территории Вологодской области на период 2022-2027 годы представлен на рисунке 20.



Рисунок 20. Прогноз потребления тепловой энергии на территории Вологодской области по централизованной зоне теплоснабжения на период до 2027 года

В период до 2027 года в связи с перспективным увеличением численности населения Вологодской области годовое потребление тепловой энергии на нужды населения возрастет.

Также в период до 2027 года возрастет годовое потребление тепловой энергии на нужды промышленных предприятий.

Годовое потребление тепловой энергии на производственные нужды промышленных предприятий возрастает. Данное обстоятельство обусловлено прогнозным ростом промышленного производства в Вологодской области.

IV-20. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований области на 5-летний период

Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Вологодской области на период 2021 – 2027 годов выполнен на основании данных по динамики износа тепловых и паровых сетей в Вологодской области по данным формы 1-ТЕП Вологдастата за период 2016-2020 годов.

В связи с высоким физическим износом существующего оборудования теплоисточников и тепловых сетей требуются мероприятия по их модернизации, реконструкции, капитальному ремонту.

По данным формы статистической отчетности 1-ТЭП в Вологодской области, в таблице 114 приведены сведения по источникам и тепловым сетям в системах теплоснабжения, обеспечивающих тепловой энергией население и бюджетно-общественный фонд.

Таблица 114. Сведения о системах теплоснабжения Вологодской области за 2020 год

	Ед. изм	Суммарное значение по 2020 году
Раздел I. Наличие источников теплоснабжения		
Введено источников теплоснабжения за отчетный год, ед, в том числе мощностью:	ед	*37*
до 3	ед	29
от 3 до 20	ед	7
от 20 до 100	ед	1
от 100 и выше	ед	0
Ликвидировано источников теплосабжения за отчетный год, ед, в том числе мощностью	ед	*15*
до 3	ед	15
от 3 до 20	ед	0
от 20 до 100	ед	0
от 100 и выше	ед	0
Число источников теплоснабжения на конец отчетного года, ед, в том числе:	ед	*234*
котельных мощностью, Гкал/ч		234

	Ед. изм	Суммарное значение по 2020 году
до 3	ед	143
от 3 до 20	ед	70
от 20 до 100	ед	14
свыше 100	ед	7
когенерационных установок тепловой и электрической мощностью, тыс.кВт		2
менее 25	ед	0
25 и более	ед	2
Из стр.11, в том числе работающих на:		
твердом топливе, ед	ед	80
жидком топливе, ед	ед	3
газообразном топливе, ед	ед	136
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года,в том числе мощностью	Гкал/ч	*2 230,01*
котельных мощностью, Гкал/ч	Гкал/ч	2 230,01
до 3	Гкал/ч	170,23
от 3 до 20	Гкал/ч	448,97
от 20 до 100	Гкал/ч	469,02
свыше 100	Гкал/ч	1 141,79
когенерационных установок тепловой и электрической мощностью, тыс.кВт	Гкал/ч	602,40
менее 25	Гкал/ч	0,00
25 и более	Гкал/ч	602,40
Количество котлов (энергоустановок) на конец отчетного года	ед	701,00
Протяженность тепловых и паравых сетей в двухтрубном исчислении на конец отчетного года - всего, в том числе диаметром	км	*842,03*
до 200 мм	км	693,69
от 200 до 400 мм	км	110,76
от 400 до 600 мм	км	39,54
свыше 600 мм	км	10,18
Из строки 23 сети, нуждающиеся в замене	км	466,06
из них ветхие сети	км	434,48
Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении - всего	км	9,06
из них ветхих сетей	км	8,35
Раздел II. Производство и отпуск тепловой энергии		0,00
Произведено тепловой энергии за год - всего,в том числе в источниках теплоснабжения мощностью:	тыс. Гкал	*5 359 931*
котельными мощностью, Гкал/ч	тыс. Гкал	
до 3	тыс. Гкал	150 958,02
от 3 до 20	тыс. Гкал	516 463,73
от 20 до 100	тыс. Гкал	1 383 473,77
свыше 100	тыс. Гкал	3 363 503,00
когенерационными установками тепловой и электрической мощностью, тыс.кВт	тыс. Гкал	
менее 25	тыс. Гкал	0,00

	Ед. изм	Суммарное значение по 2020 году
25 и более	тыс. Гкал	906 764,83
Получено тепловой энергии со стороны за год	тыс. Гкал	1 361 691,12
Отпущено тепловой энергии - всего	тыс. Гкал	5 626 193,29
Отпущено тепловой энергии своим потребителям,в том числе	тыс. Гкал	4 400 676,90
населению	тыс. Гкал	2 659 137,82
бюджетнофинансируемым организациям	тыс. Гкал	467 072,45
предприятиям на производственные нужды	тыс. Гкал	824 912,58
прочим организациям,	тыс. Гкал	449 554,05
Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	тыс. Гкал	1 225 516,39
Раздел III. Энергосбережение		
Расход топлива по норме на весь объем произведенных ресурсов, в том числе:	т у.т	986 594,79
твердое топливо	тонн	62 455,57
жидкое топливо	тонн	705,60
газообразное топливо	тыс.м.куб	831 786,64
Расход электроэнергии по норме на весь объем произведенных ресурсов	тыс.кВт ч	249 186,82
Расход топлива фактически на весь объем произведенных ресурсов, в том числе:	т у.т	962 267,97
твердое топливо	тонн	61 572,50
жидкое топливо	тонн	2 355,91
газообразное топливо	тыс.м.куб	818 489,84
Расход электроэнергии фактически на весь объем произведенных ресурсов	тыс.кВт ч	253 239,97
Затраты на мероприятия по энергосбережению	тыс.руб	4 387 933,00
Экономия от проведенных мероприятий по энергосбережению	тыс.руб	66 242,65
Потери тепловой энергии за год	тыс. Гкал	577 116,06
в том числе на тепловых и паровых сетях	тыс. Гкал	575 308,06
Произведено электрической энергии когенерационными тепловыми установками за год - всего	тыс.кВт ч	1 182 315,65
Раздел IV Общеэкономические показатели		
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения	тыс.руб	16 697 214,85
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) тепловых сетей	тыс.руб	1 161 479,19
Раздел V Аварийность в системах теплоснабжения		
Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях, из них:	ед	30
на паровых и тепловых сетях	ед	23
на источниках теплоснабжения	ед	7

Тепловые сети, требующие замены, составляют 55,4% от общей протяженности тепловых сетей по Вологодской области, из них ветхие тепловые сети составляют 51,7%.

За 2020 год реконструировано лишь 2% тепловых сетей, требующих замены.

Сильный износ сетей, нуждающихся в замене, отмечается:

- в Кадуйском районе (93,3% – общий износ сетей, нуждающихся в замене),

- 82% составляет износ тепловых сетей в г. Череповец,
- в Чагодощенском районе (66,5%),
- в Сокольском районе (45%),
- в Вологодском районе (34,1%),
- в Тарногском районе (32,8%).

Перспектива развития теплосетевого хозяйства Вологодской области в 2022–2027 годах будет определяться двумя факторами – инвестиционными проектами в области теплосетевого строительства и изменением численности населения.

Учитывая сложившуюся динамику с износом систем теплоснабжения в Вологодской области, особое значение для поддержания ее безаварийности имеют мероприятия по перевооружению, реконструкции и замене тепловых и паровых сетей.

При сохранении наблюдаемых в отчетный период среднегодовых темпов износа тепловых сетей и их реконструкции, к 2027 году протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене, будет составлять 445.85 км в двухтрубном исчислении или 52,95 % от их общей протяженности - см. таблицу 115.

Таблица 115. Прогноз износа тепловых и паровых сетей в период 2022-2027 годы

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене, км	462,69	459,32	455,96	452,59	449,22	445,85
Удельный вес тепловых сетей, нуждающихся в замене, %	54,95	54,55	54,15	53,75	53,35	52,95
Среднегодовой темп износа тепловых сетей, %	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4

IV-21. Разработка предложений по модернизации системы теплоснабжения муниципальных образований области

Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения.

Перспективная схема теплоснабжения города - обязательный документ, который должен быть принят каждым муниципалитетом.

Целью разработки схем теплоснабжения городов и населенных пунктов является подготовка и принятие технических решений, направленных на обеспечение наиболее экономичным образом качественного и надежного теплоснабжения потребителей при минимальном негативном воздействии на окружающую среду.

Схема теплоснабжения является основой для инвестиционных программ теплоснабжающих организаций.

По состоянию на 01 января 2021 года в Вологодской области разработаны и утверждены схемы теплоснабжения во всех городских округах, городских и сельских поселениях, имеющих централизованные системы теплоснабжения.

Рассмотренные схемы муниципальных образований Вологодской области в целом отображают реальную ситуацию по теплоснабжению и прогноз развития систем централизованного теплоснабжения – таблица 116.

В утвержденных схемах теплоснабжения муниципальных образований определены рекомендуемые пути эффективного развития систем теплоснабжения.

Однако, не во всех муниципальных образованиях, на момент разработки СИПРЭ была проведена актуализация схем теплоснабжения.

Анализ наличия схем теплоснабжения городов Вологодской области показал, что в настоящее время схемы теплоснабжения разработаны практически для всех районов области.

В соответствии с требованиями №190-ФЗ «О теплоснабжении» требуется проведение скорейшей актуализации схем теплоснабжения в муниципальных образованиях, не имеющих актуализированную версию СТС.

Ниже представлены основные направления развития системы теплоснабжения муниципальных образований Вологодской области с учетом основных технических мероприятий и их ориентировочными объемами капитальных вложений в развитие систем теплоснабжения.

Таблица 116. Актуальные схемы теплоснабжения муниципальных образований, административно-территориальных единиц Вологодской области по состоянию на 01.01.2022 года

Районы	Населенные пункты	СТС в срок до	Сведения о утв. и актуализации СТС
Кадуйский район	г. Кадуй	2033	2021
ГО Вологда	г. Вологда	2028	2020
Кичменгско-Городецкий район	село Кичменгский Городок	2029	2019
Череповецкий район	г. Череповец	2040	2021
Тотемский район	г. Тотьма	2029	2019
Харовский район	Шапшинское СП	2033	2019
Харовский район	Харовское СП	2033	2022
Усть-Кубинский район	Троицкое СП	2043	2018
Харовский район	Семигороднее СП	2033	2021
Харовский район	Кубенское СП	2033	2021
Харовский район	Ильинское СП	2033	2021
Харовский район	г. Харовск	2033	2021
Кирилловский район	г. Кириллов	2035	2018
Бабаевский район	г. Бабаево	2032	2018
Устюжский район	г. Устюжна	2030	2021
Белозерский район	г. Белозерск	2029	2021
Сокольский район	г. Сокол	2028	2017
Великоустюжский район	г. Кузино	2027	2013
Чреповецкий район	СП Тоншаловское	2028	2013
Вологодский МО	Майское СП	2033	2017

Город Вологда

В соответствии со Схемой теплоснабжения города Вологды до 2028 года (актуализация на 2020 год) предполагается осуществлять теплоснабжение потребителей как от существующих источников централизованного теплоснабжения, так и от индивидуальных источников теплоснабжения в отдельных районах.

Согласно данным Схемы теплоснабжения города Вологды общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей составит 4485,526 млн. руб.:

1. Предложенные мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии требуют привлечения 1982,5 млн. руб.
2. Затраты на реконструкцию и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) составляют 125,5 млн. руб.
3. Мероприятия, заложенные на строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную или производственную застройку, требуют привлечения 2308,26 млн. руб .
4. Строительство тепловых сетей. обеспечивающих условия. при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения - 69,3 млн. руб.

Таблица 117. Основные технические мероприятия по развитию энергоисточников теплоснабжения города Вологды

Теплоисточник	Мероприятие	Срок реализации	Ориентир. затраты в ценах 2019 г., млн.руб.
Котельные			
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Чернышевского, 84а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	25 Гкал/ч (замена одного котла КВГ-6,5 на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2022-2023	36,6
	30,5 Гкал/ч (замена второго котла КВГ-6,5 на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2024-2025	36,6
	36 Гкал/ч (замена третьего котла КВГ-6,5 на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2026-2028	36,6
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Энгельса, 54а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		

Теплоисточник	Мероприятие	Срок реализации	Ориентир. затраты в ценах 2019 г., млн.руб.
	Установка дополнительного (третьего котла) КВГ-2,5 или его аналога	2019-2020	6
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Красноармейская, 27	Ввод в эксплуатацию котла ДЕ-16-25 с переводом его работы в водогрейном автоматическом режиме	2019-2020	80
	Установка дополнительного котла (котлов) на существующих площадях котельной (2-й очереди)	2023-2028	
	Перевод режима работы котельной без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2023-2028	
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Колхозная, 71а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	25 Гкал/ч (замена одного котла КВГ-6,5 на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2023-2025	36,6
	30,5 Гкал/ч (замена второго котла КВГ-6,5 на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2026-2028	36,6
	Перевод режима работы котельной без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2026-2028	20
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Старое шоссе, 5	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	Установка дополнительного (четвертого котла) установленной мощностью 2,2 Гкал/ч	2019-2020	8,5
	Установка дополнительного котла	2023-2028	10
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Маяковского, 22а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	28,6 Гкал/ч (замена одного котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2023-2025	36,6
	32,3 Гкал/ч (замена второго котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2025-2028	36,6
	Замена третьего котла ТВГ-8 на котел с нагрузкой, необходимой для работы в летнем режиме, а также с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2025-2028	36,6
	Перевод работы котельной в автоматический режим без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2023-2028	20
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Пролетарская, 73а	Консервация котельной. Переключение ее тепловых нагрузок на АО «Вологодский оптико-механический завод», Мальцева, 54	2023-2028	42,2

Теплоисточник	Мероприятие	Срок реализации	Ориентир. затраты в ценах 2019 г., млн.руб.
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Залинейная, 22	Перевод работы котельной в автоматический режим без постоянного присутствия обслуживающего персонала или замена котлов	2023-2028	50
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Горького, 130а	Перевод котельной в пиковый режим работы с возможностью переключения ее тепловых нагрузок на котельную Горького, 99а в отопительный сезон	2023-2028	50
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Горького, 99а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	28,6 Гкал/ч (замена одного котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2023-2025	36,6
	32,3 Гкал/ч (замена второго котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2026-2027	36,6
	Замена третьего котла ТВГ-8 на котел с нагрузкой, необходимой для работы в летнем режиме, а также с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2027-2028	36,6
	Перевод работы котельной в автоматический режим без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2026-2028	20
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Карла Маркса, 70	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	28,6 Гкал/ч (замена одного котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2020-2021	22
	32,3 Гкал/ч (замена второго котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2023-2025	36,6
	Замена третьего котла ТВГ-8 на котел с нагрузкой, необходимой для работы в летнем режиме, а также с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2026-2028	36,6
	Перевод работы котельной в автоматический режим без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2022-2028	20
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Разина, 53б	Перевод работы котельной в автоматический режим без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2023-2028	20
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Пошехонское шоссе, 23а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		

Теплоисточник	Мероприятие	Срок реализации	Ориентир. затраты в ценах 2019 г., млн.руб.
	48 Гкал/ч (замена третьего котла ТВГ-8М на котел КВГМ-14-150 или его аналог с возможностью его работы в автоматическом режиме)	2022-2023	22
	Перевод работы котельной в автоматический режим без постоянного присутствия обслуживающего персонала	2023-2028	20
АО «Вологдагортеплосеть», ул.Пошехонское шоссе, 36а	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	Установка дополнительного котла (котлов)	2023-2028	20
Пошехонское ш., 42а	Строительство, ввод в эксплуатацию блочно-модульной котельной тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч	2018	9,44
Говоровский пр., 4	Вывод из эксплуатации старой котельной. Строительство, ввод в эксплуатацию блочно-модульной паровой котельной тепловой мощностью 8,0 Гкал/ч.	2019-2020	100
ООО «ТеплоЭнергоСбыт»	Строительство 2-й очереди котельной установленной мощностью 20,6 Гкал/ч	2019-2020	-
ОАО «Стройиндустрия», ул. Саммера, 49	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности: замена парового котла ДЕ 25-14 ГМ аналогичной тепловой мощности	2016-2021	31,252
ООО «ЗАПАДНАЯ КОТЕЛЬНАЯ», ул. Окружное шоссе, 13	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности:		
	Модернизация системы автоматики безопасности газового оборудования водогрейных и паровых котлов и системы управления тягодутьевыми механизмами (установка частотных преобразователей) КВГМ-100 №1, №2, ДКВР №4,№5,№6, ПТВМ-30М №1, №2, №3	2017-2020	35,157
	Реконструкция котла КВГМ-100 №2	2018-2019	31,472
	Строительство нового соединительного трубопровода между I и IIочередью котельной	2019-2020	10,538
	Модернизация системы управления тягодутьевыми механизмами (установка частотных преобразователей) на котел КВГМ-100 №3	2020	0,752
	Модернизация системы управления сетевыми насосами I-очереди котельной (установка частотных преобразователей)	2018-2020	2,583
	Установка пароводяных теплообменников	2020	6,885

Теплоисточник	Мероприятие	Срок реализации	Ориентир. затраты в ценах 2019 г., млн.руб.
	Модернизация химводоподготовки применение Na-Cl-ионирования подпиточный воды	2018-2020	3,06
	Усовершенствование системы очистки исходной воды	2018-2020	0,496
	Усовершенствование системы очистки обратной сетевой воды	2020	0,705
	Замена люминесцентных ламп на светодиодные	2018-2020	0,095
	Модернизация группы насосов декарбонизированной воды	2020	0,357
	Реконструкция аккумуляторных баков горячей воды РВС-2000 №1, №2	2018	15,532
Теплоисточники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии			
Вологодская ТЭЦ ПАО «ТГК-2», Советский проспект, 141а	Техническое перевооружение резервуаров для хранения мазута РВС-5000 ст. №3 и РВС-5000 ст. №4	2018-2020	7,89
	Реконструкция схемы подпитки тепловой сети в турбинном отделении с заменой деаэратора	2020-2021	9,1
	Модернизация узлов учета сырой воды с БНС с установкой ультразвукового расходомера	2020	2,773
	Устройство деаэрационной установки для обработки обессоленной воды от водоподготовительной установки	2018-2020	3,526
	Модернизациясистемы возбуждения ТГ №1	2021	3,166
	Модернизация ТФУ с заменойСЭН	2020	10,755
	Реконструкция вводов питания с заменой автоматических выключателей и электрооборудования КТП2х1000 кВ водогрейной котельной и РУ-0,4 кВ ПНС-1	2022 - 2023	4,987
	Реконструкция электрооборудования распределительного устройства собственных нужд КТП 2х250 кВА мазутонасосной станции	2020 - 2021	7,366
	Реконструкция щита постоянного тока ВТЭЦ.	2022 - 2023	10,5
	Полная замена ПК ст.№3 БКЗ-50-39ФБ	2021	442,369
	Модернизация ПК ст.№5 БКЗ-75-39ФБ	2022 - 2023	286,541
АО «ВОМЗ», ул. Мальцева, 54	Модернизация горелочных устройств для работы на мазуте на котлах: ПТВМ-30М №3, №6, ДЕ 25-14-225 ГМ №2, КВГМ-50-150М № 8	2017	5
АО «Агрострой-конструкция», ул.	Модернизация водогрейного котла ПТВМ №1	2017	20,139

Теплоисточник	Мероприятие	Срок реализации	Ориентир. затраты в ценах 2019 г., млн.руб.
Доронинская, 48	Модернизация парового котла ДЕ 25-14-225 ГМ №5	2020 -2021	10,53
	Устройство подогревателя сетевой воды	2022	3

Город Череповец

В соответствии с действующей Схемой теплоснабжения развитие теплоснабжения г. Череповца до 2033 года (актуализация на 2019 г.) предполагается базировать на преимущественном использовании существующих котельных ООО «Вологдагазпромэнерго» с повышением эффективности топливоиспользования.

Дополнительно предполагается:

1) Для обеспечения приростов тепловой нагрузки:

1. Строительство новой котельной мощностью 50 Гкал/ч до 2029 года в Зашекснинском районе. Капитальные затраты с учетом НДС составят 507,4 млн. рублей.
2. Реконструкция котельной №2 с установкой водогрейного котла мощностью 20 Гкал/ч до 2026 года. Капитальные затраты с учетом НДС составят 120,36 млн. рублей.
3. Реконструкция котельной «Южная» с установкой водогрейного котла мощностью 30 Гкал/ч до 2021 года. Капитальные затраты с учетом НДС составят 180,54 млн. рублей.
4. Реконструкция котельной «Южная» с установкой водогрейного котла мощностью 50 Гкал/ч до 2025 года. Капитальные затраты с учетом НДС составят 300,9 млн. рублей.

2) Для устранения дефицита тепловой мощности котельной № 3 предлагается в 2021 году перевести потребителей части 10 и 6 микрорайонов на источники теплоты ПАО «Северсталь». Для этого в 2019-2020 годах необходимо провести наладку тепловых сетей Индустриального района.

По результатам расчета гидравлического режима работы зоны действия источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ПАО «Северсталь» г. Череповца в неотопительный период, существует возможность расширения рассматриваемой зоны действия на системы теплоснабжения котельных №№ 1, 3 и Северная.

Система теплоснабжения котельной № 2 не может быть обеспечена тепловой энергией на ГВС при подаче ее от источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ПАО «Северсталь» из-за ограничения по пропускной способности трубопроводов.

3) Котельную № 10 предлагается вывести из резерва в 2029 году для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей Северного района.

4) Выполнить мероприятия по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения приростов тепловой нагрузки на сумму 277,498 млн. рублей поэтапно до 2029 года.

5) Выполнить реконструкцию тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения приростов тепловой нагрузки на сумму 58,3 млн. рублей до 2029 года.

6) Выполнить реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса на сумму 4568,3 млн. рублей

Город Сокол

Согласно материалам действующей «Схемы теплоснабжения муниципального образования город Сокол на период 2013-2028 год» (актуализация на 2017 год) новое строительство и реконструкция источников тепловой энергии, а также реконструкция тепловых сетей не планируется.

Практически все существующие источники тепловой энергии в городе Сокол имеют достаточный резерв располагаемой тепловой мощности для обеспечения перспективных нагрузок потребителей

Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на момент актуализации схемы теплоснабжения не предусмотрены.

Город Кадников

Источником теплоснабжения являются 10 твердотопливных котельных (дрова, уголь), 1 газовая котельная на которых установлено 30 котлов суммарной мощностью 27,92 Гкал/ч., расположенные по адресу: Вологодская область, Сокольский район, г.Кадников и дер. Сосновая Роща. Суммарная подключенная тепловая нагрузка составляет:

- БМК-14 – 6,36 Гкал/ч
- ООО «Гортеплосеть Плюс» - 0,324 Гкал/ч
- ОАО ПК «Вологодский» - 6,51 Гкал/ч

Среднее использование тепловой мощности котлов составляет 70%. Однако, техническое состояние котлов на отдельных котельных крайне неудовлетворительное, и они не в состоянии обеспечить надежное теплоснабжение потребителей. Всего 10 из 30 котлов имеют сроки эксплуатации свыше 15 лет.

Эффективность теплоснабжения от котельных крайне низкая.

Котельные обеспечивают тепловой энергией многоквартирную застройку жилыми домами и общественно-деловую застройку г. Кадников.

Все мелкие ведомственные котельные целесообразно в самое короткое время реконструировать в автономные газовые. Администрации города следует подготовить для каждого объекта реконструкции технико-экономические обоснования и инвестиционные проекты.

Температурный график сети – 95-70.

Тепловая система от котельной 2-4-трубная, с подачей теплоносителя на отопление и ГВС. Схема теплоснабжения потребителей закрытая.

В качестве теплоносителя от котельных принята сетевая вода с расчетной температурой 95-70 с ручным регулированием температуры сетевой воды. Система теплоснабжения одноконтурная закрытая двух-четырехтрубная. Подпитка системы теплоснабжения предусмотрена от водопровода холодной воды. Химводоподготовка в котельных не производится кроме котельной БМК-14 и Кадниковского детского дома –интерната для умственно отсталых детей.

Регулирование температуры воды на отопление осуществляется по отопительному графику с помощью двухходового регулирующего клапана, который обеспечивает подмес воды из обратной линии в прямую. Подача воды в отопительную систему осуществляется сетевыми насосами.

Сети г. Кадников, по которым осуществляется теплоснабжение от котельных до потребителя находятся в собственности у ведомственных учреждений и администрации.

Практически все тепловые сети спроектированы и проложены до 1998 г. по Нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, 1959 г. Основной теплоизоляционный материал – минераловатные маты, которые сверху уплотнились. Теплозащитные свойства такой теплоизоляции в 1,5 – 2 раза ниже, чем по нормативам.

Общая протяженность тепловых сетей г. Кадников обеспечивающей отоплением и ГВС составляет 11 302,4 м. в двухтрубном исчислении. Наибольшая длинна сетей с условным диаметром Ду 100 мм.

На перспективу предусматривается:

- подключение объектов, отапливаемых котельными Кадниковского дома-интерната для умственно-отсталых детей, Социального приюта для детей и детского дома №4 на котельную БМК-14, ремонт существующих тепловых сетей, строительство БМК для подключения потребителей от котельной Пищекомбината, строительство БМК в д. Сосновая Роща.

- ремонт существующих и проектирование, строительство новых тепловых сетей. Прокладка будет осуществляться подземным канальным способом, изоляция из пенополиуретана.

Город Бабаево

Согласно актуализированной в 2018 году «Схеме теплоснабжения города Бабаево Бабаевского муниципального района Вологодской области до 2032 года» теплоснабжение потребителей города Бабаево намечается осуществлять как от централизованных систем теплоснабжения котельных, так и от индивидуальных источников теплоснабжения.

Мероприятий по новому строительству или реконструкции существующих котельных для обеспечения приростов тепловой нагрузки схемой не предусматривается.

Мероприятия по реконструкции источников с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения отсутствуют.

В соответствии с Генеральным планом меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусмотрены.

Необходимость распределения тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии отсутствует, т.к. зоны с дефицитом располагаемой мощности источников тепловой энергии, находящиеся в пределах эффективного радиуса источников тепловой энергии, отсутствуют.

Проведенный в рамках Схемы анализ показал, что ввод новых либо реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии нецелесообразен.

В рамках Схемы разработаны предложения по реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения на сумму 118,828 млн. рублей с периодом реализации 2019-2021 гг.

Изменение температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения не предусматривается.

В рамках Схемы разработаны предложения по реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения на сумму 118,827 млн. рублей с периодом реализации 2019-2021 гг, которые представлены в таблице 118.

Таблица 118. Предложения по величине необходимых инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей

Источник тепловой энергии	Капитальные затраты, млн. руб.							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032	Всего
БМК №1 ул. Юных Пионеров	-	-	9,578	9,578	9,578	-	-	**28,734**
БМК №2 ул. Юбилейная	-	-	15,968	15,968	15,968	-	-	**47,904**
БМК №3 ул. Северная	-	-	6,038	6,038	6,038	-	-	**18,114**
БМК №4 ул. Победы	-	-	2,379	2,379	2,379	-	-	**7,137**
БМК №5 ул. Мира	-	-	5,646	5,646	5,646	-	-	**16,938**
Итого:	-	-	**39,609**	**39,609**	**39,609**	-	-	**118,827**

Изменение температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения не предусматривается.

Город Белозерск

Для присоединения к источникам выработки тепла теплопотребляющих установок потребителей жилищной и комплексной застройки на вновь осваиваемых территориях по г. Белозерск на расчётный срок схемы теплоснабжения до 2029 года предлагается выполнить строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от существующих источников теплоснабжения.

Для переключения существующих потребителей тепловой энергии г. Белозерск между котельными предусматривается прокладка трубопроводов новых тепловых сетей с суммарной протяжённостью 390 м в двухтрубном исчислении, и перекладка сетей протяженностью 80 метров.

Строительство и реконструкция тепловых сетей производится в целях обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

С целью качественного и бесперебойного обеспечения потребности в теплоснабжении для потребителей, расположенных вне зон действия существующих энергоисточников, предлагается провести мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению.

Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению котельных позволит существенно снизить затраты эксплуатирующей организации на топливо и текущие ремонты устаревшего оборудования.

Согласно Генеральной схемы газоснабжения г. Белозерск планируется перевод на газовое снабжение всех котельных, включая некоторые котельные производственной зоны: котельная АТП №1456, котельная ЗАО «Пекарь».

Для обеспечения теплом существующих и намечаемых к строительству жилых домов, и общественных зданий на рассматриваемую перспективу предлагается:

1. Строительство новой газовой котельной вместо котельной «Оптика», мощностью 10,2 Гкал/час - 2023 год;
2. Переключение нагрузки от котельной «Агрострой» на новую газовую котельную - 2024 год;

3. Вывод котельной «Маэкса» из эксплуатации и перевод всех абонентов на индивидуальные источники теплоснабжения в 2023-2024 гг.

В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2014-2029 гг.) необходимо выполнить монтажные работы по установке приборов учета отпуска и потребления тепловой энергии.

Для возможности подключения в 2017−2029 г.г. к тепловым сетям новых строящихся объектов в поселении необходимо:

1. В срок до начала отопительного сезона, выполнить работы по реконструкции и техническому перевооружению котельных;
2. Обеспечить проведение пуско-наладочных работ;
3. Необходимо реконструировать ветхие тепловые сети с применением современных эффективных теплоизолирующих материалов устойчивых к старению, а на некоторых участках так же необходима замена изношенных трубопроводов тепловых сетей на теплопроводы заводского изготовления в пенополиуретановой (ППУ) или пенополимерминеральной (ППМ) теплоизоляции.

Согласно Генеральной схеме газоснабжения г. Белозерск планируется перевод на газовое снабжение всех котельных, включая некоторые котельные производственной зоны. Все котлы на данных котельных будут заменяться на газовые, аналогичные по мощности.

Переоборудование котельных на территории муниципального образования «Город Белозерск» в источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается.

Для присоединения к источникам выработки тепла теплопотребляющих установок потребителей жилищной и комплексной застройки на вновь осваиваемых территориях по г. Белозерск на расчётный срок схемы теплоснабжения до 2029 года предлагается выполнить строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от существующих источников теплоснабжения.

Для переключения существующих потребителям тепловой энергии г. Белозерск между котельными предусматривается прокладка трубопроводов новых тепловых сетей с суммарной протяжённостью 390 м в двухтрубном исчислении, и перекладка сетей протяженностью 80 метров.

С целью поддержания безаварийной работы тепловых сетей в отопительном периоде в качестве первоочередных мероприятий предлагается также плановая замена участков действующих сетей по результатам ежегодных гидравлических испытаний на прочность и плотность, проводимых после окончания отопительного сезона, а также тепловых сетей, при плановой шурфовке на которых выявлено утонение стенки на 20% и более от проектного (первоначального) значения.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии:

1. Перекладка участка тепловой сети котельной «Средняя школа №1» в подземном бесканальном исполнении на трубы в ППУ Ду 100 мм L = 80 м.
2. Строительство тепловой сети по ул. Фрунзе, ул. Васинова Ду 100 мм длиной 390 м. (для переключения нагрузки от котельной «Агрострой» на котельную «Оптика»).

Новое строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в «пиковый» режим - перекладка участка тепловой сети котельной «Средняя школа №1» в подземном бесканальном исполнении на трубы в ППУ Ду 100 мм L = 80 м.

Таблица 119. Предложения по величине необходимых инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей г. Белозерск в 2023-2027 гг.

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс.руб.					
		Всего	2023	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027г.
1	***Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии***						
1.2	Строительство газовой котельной I этап, мощностью 10 Гкал/час	102 000	102 000	-	-	-	-
	Всего объем финансовых затрат, в том числе по источникам их финансирования:	**102 000**	**102 000**	**-**	**-**	**-**	**-**
	-бюджетное финансирование	-	-	-	-	-	-
	-собственные средства	-	-	-	-	-	-
	-внебюджетные средства	12302000	-	-	-	-	-
2	***Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:***						
2.1	Строительство тепловой сети по ул. Фрунзе, ул. Васинова 0100 мм длиной 390 м (для переключения нагрузки от котельной «Агрострой» на новую газовую котельную)	3 900,0	-	3 900,0	-	-	-
2.2	Перекладка тепловой сети по ул. Галаничева с увеличением диаметра трубопроводов 0 250 мм на 0 300 мм (надземная)	3 892,7	-	3 892,7	-	-	-
2.3	Перекладка тепловой сети по ул. Карла Маркса с увеличением диаметра трубопроводов 0 250 мм на 0 300 мм (надземная)	3 676,5	-	3 676,5	-	-	-
2.4	Перекладка тепловой сети по ул. Карла Маркса с увеличением диаметра трубопроводов 0 200 мм на 0 250 мм	3 130,9	-	3 130,9	-	-	-
	Всего объем финансовых затрат, в том числе по источникам их	14 600,1	-	14 600,1	-	-	-
	-бюджетное финансирование	-	-	-	-	-	-
	-собственные средства	-	-	-	-	-	-
	-внебюджетные средства	14 600,1	-	14 600,1	-	-	-

Город Великий Устюг

Согласно материалам Схемы теплоснабжения города Великий Устюг теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла. Также планируется сохранение действующей закрытой системы теплоснабжения.

Таблица 120. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Великий Устюг на расчетный срок до 2020 года

№ п/п	Наименование котельной	Стоимость строительства и реконструкции, млн руб.		
		котельной	тепловых сетей	итого
1	Действующая котельная № 1	-	5,60	5,60
2	Действующая котельная № 2	-	1,96	1,96
3	Действующая котельная № 11 (авиалесоохраны)	-	-	-
4	Действующая котельная № 10 (ж/д вокзала)	-	-	-
5	Рекомендуемая данной работой котельная жилого района СРЗ	35,00	8,99	43,99
6	Запроектированная котельная Северо-запад и Яйково	15,23	2,34	17,57
7	Запроектированная котельная перспективной застройки	17,00	-	17,00
	Итого	**67,23**	**18,89**	**86,12**

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Великий Устюг составит 86,12 млн. руб.

Существующая Схема теплоснабжения города требует актуализации.

Город Кузино

Согласно материалам Схемы теплоснабжения города Кузино теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла. Также планируется сохранение действующей закрытой системы теплоснабжения.

На территории городского поселения Кузино находится 1 котельная, работающая на дровах и топочной жидкости, оснащенная 2 водогрейными котлами. Установленная мощность 4,72 Гкал/час.

Отапливаемые объекты: МОУ «ООШ № 13» (2 здания), МДОУ «Детский сад № 10» (3 здания), Кузинская участковая больница и БУ СО «Дом-интернат для инвалидов и престарелых» (4 здания), МБУК «Кузинский Дом культуры», библиотека, аптека, ООО «Магазин «Заречный» (2 здания), магазин «Ассорти». многоквартирные жилые дома по ул. Полевая № 1, 9, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, по ул. Боровичи № 2, 6, 7, 8, по ул. Есиплево № 2, по ул. Лермонтова № 33, по ул. Судоводителей № 11, по ул. Двинская № 21, 22, частные дома по ул. Есиплево № 65 и 65А.

Протяженность тепловых сетей в 2-х трубном исчислении 4,35 км. Тепловые сети надземные, за исключением 200 м подземной прокладки по ул. Лермонтова.

Вид тепловой сети: водяная

Общая протяженность труб: 4350 м.

Существующая жилая и административная застройка будет снабжаться по прежней схеме централизованно от котельной. Строительство новых котельных нецелесообразно. Имеющаяся система теплоснабжения, является оптимальной для поселения ввиду её протяженности магистрали, доступность к ревизии и ремонту.

Потребностей в строительстве новых тепловых сетей с целью обеспечения приростов тепловой нагрузки в существующих зонах действия источника теплоснабжения, приросте тепловой нагрузки для целей отопления, горячего водоснабжения нет, т.к. фактическая мощность котельной используется потребителями на 50%.

Существующая Схема теплоснабжения города требует актуализации

Город Красавино

Теплоснабжение населённых пунктов поселения – децентрализованное. Основной вид отопления жилых одно-двух квартирных домов частного сектора – печное. Топливо – дрова.

Двух-пятиэтажные капитальные жилые и общественные здания г.Красавино снабжаются теплом централизованно от отдельных котельных.

Производственные здания предприятий местной промышленности снабжаются теплом от собственных источников теплоты.

Централизованным отоплением охвачено 62% жилищного фонда города, горячим водоснабжением 35%.

В г.Красавино функционирует 7 котельных. В качестве основного топлива используется – газ, уголь, в качестве резервного мазут.

В структуре расходов топлива на производство теплоэнергии на природный газ приходится 93%, уголь – 7%.

Наиболее крупным источником теплоты является ГТ ТЭЦ с комбинированной выработкой тепловой (установленная мощность 57 Гкал/час) и электрической (установленная мощность 63,8 МВт) энергии. На ТЭЦ установлены три газотурбинные установки (ГТУ) типа ТВМ-Т130 производства фирмы TURBOMACH SA (Швейцария) установленной электрической мощностью 14,4 МВт каждая. Пар для подогрева сетевой воды производится котлами-утилизаторами HRSG и паровыми котлами ОКР-25. Кроме того, станция оснащена одной паротурбинной установкой производства Siemens AG (Чехия) установленной электрической мощностью 20,6 МВт, с отбором пара на теплофикацию.

Остальные котельные поселения имеют теплопроизводительность от 2,0 до 3,0 Гкал/ч.

Таблица 121. Источники тепловой энергии г.Красавино

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Тип котлов	Кол-во	Тепло-производ. Гкал/час	Парамет-ры теплоносителя	Топливо
1.	Газотурбинная ТЭЦ	HRSG ОКР-25	3 2	57	Вода 130-70°С	газ
2.	Котельная, д.Новая Деревня	Е 1/9М УНИВЕРС-5М	1 2	2,0	Вода 95-70 °С	уголь
3.	Котельная, ул. Вокзальная	БРАТСК-КВМ 0,63К	4	2,3	Вода 95-70°С	уголь
4.	Котельная, ул.Советский пр-т, д.216	PEGASUS F3	2	2.0	Вода 95-70°С	газ
5.	Котельная, д.Бухинино, д.24	PREXTHERM-1000	3	3.0	Вода 95-70°С	газ
6.	Котельная, ул. Дачная, д.9	МЗК-7АГ2	3	0,65	Вода 95-70°С	газ
7.	Котельная ОСК д. Новая Деревня	НЕВА	2	0,22	Вода 95-70°С	уголь

Часть котельных работают на природном газе, остальные котельные работают на угле и имеют более низкий коэффициент полезного действия.

Теплоносителем во всех системах теплоснабжения является вода с параметрами 95 – 70°С, кроме системы теплоснабжения от ГТ ТЭЦ.

Существующие тепловые сети г.Красавино – преимущественно подземные, в двухтрубном исполнении, в непроходных каналах из различных материалов (кирпич, ж/бетон). Для транспортировки теплоносителя используются стальные теплоизолированные трубопроводы.

В рамках актуализации схемы теплоснабжения на период до 2025 года запланированы инвестиции в реконструкцию системы теплоснабжения.

Таблица 122. Мероприятия по обеспечению надежности теплоснабжения, экономия энергетических ресурсов, обеспечение экологической безопасности системы теплоснабжения г.Красавино

Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	**Объем инвестиций, тыс. руб.**						
		в том числе по годам					
	Всего	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**	**2025 г.**
Замена двух котлов «Pegasus» F3289 (либо аналогов) котельной школы №15 (нежилые помещения по адресу: г. Красавино, Советский проспект, д. 216)	1000,00	142,9	142,9	142,9	142,9	142,9	142,8
Всего по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	**1000,00**	**142,9**	**142,9**	**142,9**	**142,9**	**142,9**	**142,8**

Поселок Кадуй

«Схемой теплоснабжения поселка Кадуй на период до 2033 года» (актуализация на 2020 год) рассмотрено три варианта развития систем централизованного теплоснабжения.

Первый вариант развития предполагает использование существующих источников тепловой энергии для теплоснабжения потребителей поселка Кадуй.

– капитальный ремонт с мероприятиями по продлению ресурса оборудования котельной ГК Судский Рейд;

– капитальный ремонт с мероприятиями по продлению ресурса оборудования котельной ГК М. Рукавицкая.

Второй вариант развития системы централизованного теплоснабжения поселка Кадуй предполагает отказ от теплоснабжения от Череповецкой ГРЭС, строительство новых источников тепловой энергии, реконструкция существующего источника тепловой энергии для обеспечения существующих и перспективных нагрузок.

Для реализации данного сценария развития СЦТ предлагается:

– строительство нового источника тепловой энергии (газовой блочно-модульной котельной) по улице Промышленной с суммарной нагрузкой потребителей 50,055 Гкал/ч с учетом потерь в тепловых сетях;

– строительство нового источника тепловой энергии (газовой блочно-модульной котельной) в д.Малая Рукавицкая взамен выработавших ресурс двух

источников тепловой энергии д.Малая Рукавицкая с суммарной нагрузкой потребителей 9,055 Гкал/ч с учетом потерь в тепловых сетях;

– строительство новой (газовой блочно-модульной котельной) котельной ДОЗ с суммарной нагрузкой потребителей 1,201 Гкал/ч с учетом потерь в тепловых сетях;

– реконструкция котельной ГК Судский Рейд с заменой 100% энергетического оборудования в существующем здании с суммарной нагрузкой потребителей 0,748 Гкал/ч с учетом потерь в тепловых сетях;

– реконструкция (замена) наиболее изношенных и участков тепловых сетей мкр. ГРЭС и мкр. Старый Кадуй.

Третий вариант развития предполагает отказ от теплоснабжения Череповецкой ГРЭС, строительство собственного источника тепловой энергии и модернизация существующих котельных.

Для реализации данного сценария планируется:

– строительство газовой блочно-модульной котельной, общей мощность 59,40 МВт;

– замена котельного оборудования на котельной д. Малая Рукавицкая;

– замена котельного оборудования на котельной Судский Рейд.

По результатам рассмотрения в качестве приоритетного выбран второй вариант развития системы теплоснабжения.

Капитальные затраты на строительство и реконструкцию котельных определены укрупненно, и составляют:

– 351,514 млн. руб. - строительство нового источника тепловой энергии (газовой блочно-модульной котельной) по улице Промышленной общей мощностью 59,40 МВт

– 87,336 млн.руб. - строительство нового источника тепловой энергии (газовой блочно-модульной котельной) в д.Малая Рукавицкая общей мощностью 10,75 МВт

– 22,028 млн. руб. - строительство новой (газовой блочно-модульной котельной) котельной ДОЗ общей мощностью 1,43 МВт

– 13,085 млн.руб. - реконструкция котельной ГК Судский Рейд с заменой 100% энергетического оборудования общей мощностью 0,89 МВт

Суммарный объем инвестиций для реализации предложенного варианта развития СЦТ составляет 474 млн. руб. (в ценах 2017 года).

При реализации приоритетного варианта развития системы теплоснабжения требуются меры по выводу из эксплуатации выработавших нормативный срок службы и ресурс источников тепловой энергии (котельных № 1 и 2 МУП «Кадуй-Теплосеть») д.Малая Рукавицкая. Другие меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников энергии, выработавших нормативный срок службы, не требуются.

Ввиду низкого потребления электроэнергии на собственные нужды котельными, и наличия в непосредственной близости источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Череповецкой ГРЭС, переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не целесообразно.

В ноябре 2014 г на Череповецкой ГРЭС с установленной мощностью 420 МВт был введен парогазовый энергоблок, и в 2017-2018 гг модернизированный с увеличением установленной мощности до 450 МВт. В связи с пуском четвертого

энергоблока, согласно приказу министерства энергетики РФ (№ 499 от 2 июня 2017 года), с 1 января 2021 года планируется вывести из эксплуатации первые три энергоблока Череповецкой ГРЭС.

Череповецкая ГРЭС снабжает мкр-н ГРЭС, Хуторок и квартал СПД поселка Кадуй. Для теплоснабжения потребителей этих районов планируется строительство газовой блочно-модульной котельной. Котельную планируют подключить к уже существующим сетям теплоснабжения.

Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют в связи с тем, что существующие и планируемые котельные спроектированы так, что не имеют достаточного запаса мощности и работают с малым оптимальным радиусом передачи теплоты.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения отсутствуют.

Таблица 123. Предложения по реконструкции (замене) тепловых сетей п.Кадуй

№ п/п	Перечень участков тепловых сетей п.Кадуй, требующих реконструкции (замены)	Ду участка, мм	Длина участка, м	Стоимость реконструкции, тыс. руб без НДС.
1	Участок магистральной т/с по ул. Энтузиастов от ТК2 до ТК3	300	210	21257,32
2	Участок магистральной т/с по ул. Энтузиастов от ТК3 до ТК4	300	192	19346,97
3	Участок магистральной т/с по ул. Энтузиастов от ТК4 до ТК5	300	104	10341,28
4	Участок магистральной т/с по ул. Энтузиастов от ТК5 до ТК24	300	211	21811,55
5	Участок магистральной т/с по ул. Энтузиастов от ТК24 до ТК25А	250	101	9471,41
6	Участок магистральной т/с по ул. Энтузиастов от ТК25а до ТК26	250	165	14057,39
7	Участок распределительной т/с от ТК-9 до ТК-9а	125	50	3494,93
8	Участок распределительной т/с от ТК-9а до ТК-9б	150	46	3148,44
9	Участок распределительной т/с от ТК-3 до ТК-3'	150	87	5870,29
10	Участок распределительной т/с от ТК-3' до ответвления на здание ДШИ	80	50	2927,08
11	Участок распределительной т/с от ответвления на ж.д №9 по ул. Весенняя до ТК6а	150	109	7359,79
12	Участок распределительной т/с от ТК6а до КСШ №2 по адресу: ул. Энтузиастов, д. 8А	150	38	2558,97
13	Участок распределительной т/с от ТК5 до ТК5а	125	112	7216,38
14	Участок распределительной т/с от ТК5а до ответвления на ТК49а	100	81	5107,03
15	Участок распределительной т/с от ответвления на ТК49а до ТК49	100	45	2841,79
16	Участок магистральной т/с от ТК21 до ТК22	250	38	3345,73
17	Участок магистральной т/с от ТК22 до ТК23	200	116	9319,23

№ п/п	Перечень участков тепловых сетей п.Кадуй, требующих реконструкции (замены)	Ду участка, мм	Длина участка, м	Стоимость реконструкции, тыс. руб без НДС.
18	Участок магистральной т/с от ТК23 до ТК23а	200	229	18038,31
19	Участок магистральной т/с от ТК23а до насосной	250	14	1393,8
20	Участок магистральной т/с от насосной до ответвления на Березовый пер., д. 6	250	72	6128,19
21	Участок магистральной т/с от ответвления на Березовый пер., д. 6 до ТК16к1	250	357	30319,47
22	Участок магистральной т/с от ТК16к1 до ТК16к	200	42	3323,5
23	Участок магистральной т/с от ТК15к до ТК14к1	250	48	4113,92
24	Участок магистральной т/с от ТК14к1 до ТК14к	250	9	1009,58
25	Участок распределительной т/с от ТК55 до ответвления на ТК55в	80	208	12174,02
26	Участок т/с от ТК-14 до ТК-13к (перемычка)	250	37	3161,93
27	Участок магистральной т/с от ТК1К до ТК2к2 (от выходных задвижек на котельной)	300	1335	133277,36
28	Участок магистральной т/с от ТК2к2 до ТК2к	300	57	5670,09
29	Участок магистральной т/с от ТК2к до ТК2к3	300	94	9353,96
30	Участок магистральной т/с от ТК2к3 до ТК120к	300	98	9745,27
31	Участок магистральной т/с от ТК120к до ТК121к	300	11	1095,93
32	Участок магистральной т/с от ТК121к до ТК122к	300	44	4375,7
33	Участок магистральной т/с от ТК122к до ТК124к	300	89	8851,24
34	Участок магистральной т/с от ТК-124к до ТК126к	300	4	448,6
35	Участок магистральной т/с от ТК126к до ТК127к	300	37	3685,34
36	Участок магистральной т/с от ТК127к до ТК128к	300	63	6266,41
37	Участок магистральной т/с от ТК128к до ТК130к	300	79	7856,61
38	Участок магистральной т/с от ТК130к до ТК131к	300	45	4486,67
39	Участок магистральной т/с от ТК131к до ТК132к	300	22	2196,54
40	Участок магистральной т/с от ТК132к до ТК132к1	300	47	4682,78
41	Участок магистральной т/с от ТК132к1 до ТК3к	300	59	5866,51
42	Участок магистральной т/с от ТК3к до ТК146к	300	15	1493,48
43	Участок магистральной т/с от ТК146к до ТК151к	300	61	6065,28
44	Участок магистральной т/с от ТК151к до ТК4к	300	113	11757,87
45	Участок распределительной т/с от ТК4к до ТК32к2	200	69	5485,67
46	Участок распределительной т/с от ТК32к2 до ТК32к1	200	60	4713,84
47	Участок распределительной т/с от ТК32к1 до ТК32к	200	38	2989,61
48	Участок распределительной т/с от ТК32к до ТК33к	200	92	7228,81
49	Участок распределительной т/с от ТК33к до ТК34к	200	58	4565,41
50	Участок распределительной т/с от ТК34к до ТК35к	200	35	2761,14
51	Участок распределительной т/с от ТК35к до ТК36к	200	42	3302,85
52	Участок распределительной т/с от ТК36к до ТК39к	200	46	3621,96
53	Участок распределительной т/с от ТК39к до ТК40к	200	70	5565,5

№ п/п	Перечень участков тепловых сетей п.Кадуй, требующих реконструкции (замены)	Ду участка, мм	Длина участка, м	Стоимость реконструкции, тыс. руб без НДС.
54	Участок магистральной т/с от ТК4к до ТК161к	250	86	7306,52
55	Участок магистральной т/с от ТК161к до ТК5к	250	51	4342,94
56	Участок магистральной т/с от ТК5к до ТК6к	250	60	5134,22
57	Участок магистральной т/с от ТК6к до ТК7к	250	70	5945
58	Участок магистральной т/с от ТК7к до ТК8к	250	107	9087,35
59	Участок распределительной т/с от ТК7к до ТК52к	200	13	1328,63
60	Участок распределительной т/с от ТК52к до ТК53к	200	59	4650,06
61	Участок распределительной т/с от ТК53к до ТК55к	200	71	5599,48
62	Участок распределительной т/с от ТК55к до ТК165к	100	62	3941,41
63	Участок распределительной т/с от ТК165к до ТК166к	100	7	443,59
64	Участок распределительной т/с от ТК166к до ТК58к	100	23	1453,75
65	Участок распределительной т/с от ТК58к до ТК59к	100	14	884,5
66	Участок распределительной т/с от ТК59к до ТК60к	100	17	1073,46
67	Участок распределительной т/с от ТК60к до ТК61к	100	36	2286,49
68	Участок магистральной т/с от ТК8к до ТК168к	250	81	7125,66
69	Участок магистральной т/с от ТК168к до ТК169к	250	40	3399,81
70	Участок магистральной т/с от ТК169к до ТК170к	250	8	682,1
71	Участок магистральной т/с от ТК170к до ТК10к	250	74	6349,51
72	Участок магистральной т/с от ТК10к до ТК177к	250	64	5438,1
73	Участок магистральной т/с от ТК177к до ТК11к	250	94	7988,31
74	Участок магистральной т/с от ТК11к до ТК13к	250	117	9987,69
	ИТОГО:		**6708**	**361859**

Для перехода на закрытую систему теплоснабжения при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения в п. Кадуй планируется:

- установка в подвалах многоквартирных домов и других зданий индивидуальных тепловых пунктов, оснащенных теплообменниками для нужд ГВС, автоматических узлов регулирования параметров отопления и параметров ГВС, узлами учета тепловой энергии;
- строительство пристраиваемого помещения для установки теплообменников (здания, где отсутствует техническая возможность установки теплообменников).

Размер инвестиций по переводу открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения мкр. ГРЭС п.Кадуй определен укрупненно и составляет в ценах 2018 года 324 млн. руб без НДС.

Для перевода потребителей, у которых отсутствует внутридомовая система горячего водоснабжения предлагается установка у потребителей, электрических подогревателей

Город Устюжна

Согласно актуализированной «Схеме теплоснабжения муниципального образования города Устюжна Устюженского муниципального района» теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Дополнительно планируется:

1) Реконструкция котельной «УСШ №2» с переключением потребителей от котельной «Сириус» в 2023 году.
2) Строительство участка тепловой сети Ду 76 мм протяженностью 650 м в 2023 году.
3) Строительство новой газовой котельной вместо котельной "ЖБИ" 12,9 Гкал/час в 2025 году.
4) Строительство участка тепловой сети Ду 57 мм протяженностью 240 м в 2025 году.
5) Строительство участка тепловой сети Ду 250 мм протяженностью 840 м в 2025 году.
6) Строительство участка тепловой сети Ду 250 мм протяженностью 330 м в 2025 году.

Кичменгско-Городецкий муниципальный район *(с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области)*

Согласно материалам Схемы теплоснабжения муниципального образования Городецкое (с 01.06.2022 Кичменгско-Городецкий муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области) теплоснабжение потребителей планируется как от существующих источников тепла, так и от источников индивидуального теплоснабжения.

В Кичменгско-Городецком муниципальном районе (с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ) централизованное теплоснабжение осуществляется в селах: Кичменгский Городок, Шонга, Сараево, Кичменьга, Курилово, Еловино, Косково, Нижний Енангск, п.Югский и д. Ананино.

На территории района источниками теплоснабжения является 32 котельных. Теплоснабжающими организациями на территории поселения являются 14 учреждений и организаций: ООО «Торговый Дом Эффект», ООО «Теплодарсервис», БУСО ВО «Кичменгско-Городецкий КЦСОН», ООО «Жилищник», БУК «Заречный дом культуры», БУЗ ВО «Кич-Городецкая ЦРБ», БДОУ д/с «Аленушка», МБОУ «Первомайская СШ», БОУ «Захаровская начальная школа-детский сад», БДОУ детский сад «Рябинка», БДОУ деский сад «Улыбка», БДОУ детский сад «Ивушка», БУК «Кичменгское СКО», БУК «Енангское СКО», БОУ «Косковская СШ»

Объекты, не подключенные к централизованной системе теплоснабжения на цели отопления, используют бытовые котлы и печи на твердом виде топлива.

Таблица 124. Источники теплоснабжение Кичменгско-Городецкого муниципального района (с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области)

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Существующие марки котлов	Год ввода котлов в эксплуатацию	реконструкции на иной вид топлива	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Вид топлива (основной / резервный)	Расход топлива за отопительный сезон	КПД проектный (паспортный), существующий
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12
1	Котельная БУЗ ВО «Кич-Городецкая ЦРБ» им. В.И. Коржавина	КВНПу-1,0	2009	-	3,096	0,95	дрова	3216 м3	84/-
		КВНПу-0,3	2009	-					84/-
		КВНПу-0,3	2009	-					84/-
		КВр-1,14	2013	-					82/-
		КВр-1000	2014	-					84/-
2	Котельная МБОУ «Кич-Городецкая СШ»	КВр-0,6	2015	-	1,032	0,561	дрова	1850	84/-
		КВр-0,6	2016	-					84/-
3	Котельная МБОУ «Первомайская СШ»	КВр-0,6	2015	-	1,032	0,325	дрова	908	84/-
		КОЛВІ-420	2010	-					87/-
		КВр-0,6	2016	-					84/-
4	Котельная административного здания ул. Центральная, д. 5 (РИК)	КОЛВІ-420	2011	-	0,722	0,18	дрова	1142	87/-
		КОЛВІ-420	2011	-					87/-
5	Котельная БУК «Районный дом культуры»	КВр-0,4	2011	-	0,86	0,448	дрова	770	84/-
		КВр-0,4	2011	-					84/-
		КВр-0,2	2011	-					84/-
6	Котельная д/с «Солнышко» (ПМК)	КВ-ТС	1983	-	0,65	0,244	дрова	245	-/55
		КВ-ТС	1983	-					-/55
7	Котельная БУК «Районный краеведческий музей»	Универсал-4	1986	-	0,24	0,095	дрова	219	67/50
		Универсал-4	1986	-					67/50
8	Котельная административного здания ул. Садовая, д. 5 (ЛПХ)	Универсал-4	1984	-	0,3	0,094	дрова	240	67/50
		КВ-ТС	2016	-					67/50
9	Котельная БДОУ детский сад «Улыбка»	КВр-0,15	2013	-	0,258	0,079	дрова	480	84/-
		КВр-0,15	2013	-					84/-
10	Котельная производственной базы ООО «Жилищник»	КВ-ТС	1990	-	0,434	0,101	дрова	230	72/59
		КВ-ТС	1990	-					72/59
11	Котельная д. Ананино	КВ-ТС	1988	-	0,43	0,077	дрова	330	72/50
		КВ-ТС	1988	-					72/50
12	Котельная МБУ ДО «Кич-Городецкая ДШИ»	«Универсал»	1981	-	0,446	0,165	дрова	380	67/59
		Универсал	1981	-					67/59

13	Котельная БУСО ВО «КЦСОН» ул.Первомайская	КВ-ТС	1989	-	0,115	0,04	дрова	120	72/61
14	Котельная БУСО ВО «КЦСОН» ул.Лесная	КВр-0,2	2017	-	0,17	0,064	дрова	280	84/-
		РУСНИТ 245М	2009	-	45 кВт / 0,0387 Гкал/час		электричество		-/-
15	Котельная БУК «Заречный дом культуры»	КВ-ТС	1989	-	0,254	0,056	дрова	446	72/60
		КВ-ТС	1989	-					72/60
16	Котельная МБОУ «Первомайская СШ» с.Шонга	КВНПу-0,6	2008	-	1,032	0,537	дрова	620	84/-
		КВр-0,63	2008	-					84/-
17	Котельная БДОУ д/с «Улыбка» д.Слобода	КВр-0,1	2011	-	0,172	0,022	дрова	220	84/-
		КВр-0,1	2011	-					84/-
18	Котельная БОУ «Захаровская начальная школа-детский сад»	КВ-ТС	2003	-	0,09	0,022	дрова	120	72/61
19	КотельнаяМБОУ «Кич-Городецкая СШ» с.Сараево	КВ-ТС-0,35	1998	-	0,603	0,206	дрова	720	72/61
		КВ-ТС-0,35	1998	-					72/61
20	Котельная БУЗ ВО «Кич-Городецкая ЦРБ» с.Н-Енангск	Энергия	1989	-	0,298	0,206	дрова	413	72/70
		КВр-0,2	2016						84/-
21	Котельная МБОУ «Первомайская СШ» с.Курилово	КОЛВІ-100	2010	-	0,172	0,04	дрова	177	87/68
		КОЛВІ-100	2010	-					87/68
22	Котельная БОУ «Косковская СШ» с.Еловино	КОЛВІ-100	2010	-	0,172	0,036	дрова	370	87/68
		КОЛВІ-100	2010	-					87/68
23	Котельная БДОУ детский сад «Рябинка» д.Буртаново	КЧМ-5К	2007	-	0,138	0,014	дрова	150	84/65
		КЧМ-5К	2007	-					84/65
24	Котельная дома культуры д.Олятово	Универсал	1987	-	0,514	0,027	дрова	290	84/59
		Универсал	1987	-					84/59
25	Котельная ФОК д.Плоская	КВ-ТС	2008	-	0,272	0,17	дрова	330	87/63
		КВ-0,2	2009	-					84/-
26	Котельная БОУ Косковская СШ» с.Кобыльск	КОЛВІ-420	2011	-	0,722	0,051	дрова	450	87/70
		КОЛВІ-420	2011	-					87/70
27	Котельная МБОУ «Нижнеенангская СШ»	КВр-0,3	2013	-	0,516	0,088	дрова	680	84/-
		КВр-0,3	2013	-					84/-
28	Котельная МБОУ «Югская СШ»	КОЛВІ-315	2011	-	0,542	0,078	дрова	690	87/-
		КОЛВІ-315	2011	-					87/-
29	Котельная БОУ «Косковская СШ»	КВ-ТС	1977	-	0,8	0,05	дрова	500	84/69
		КВр-0,6	2010	-					84/-
30	Котельная БДОУ детский сад «Буратино»	КВНПу-0,3	2007	-	0,516	0,022	дрова	248	84/-
		КВНПу-0,3	2007	-					84/-
31	Котельная БДОУ детский сад «Рябинка» п.Югский	КВ-ТС-0,35	1998	-	0,344	0,055	дрова	620	84/61
		КВ-ТС-0,35	1998	-					84/61

32	Котельная БДОУ детский сад «Аленушка» п.Находка	КВ-ТС	2004	-	0,15	0,022	дрова	220	84/61
33	Котельная БДОУ детский сад «Ивушка» д.Плоская	КВНПу-0,3	2008	-	0,516	0,016	дрова	138	84/68
		КВНПу-0,3	2008	-					84/68

Регулирование отпуска тепла от котельных осуществляется качественным методом, т.е. изменением температуры на источнике. Температурный график тепловых сетей – 95/70°С, обусловлен режимом работы котельных, а также отсутствием необходимости у потребителей более высокой температуры.

Оборудование для водоподготовки исходной воды тепловых сетей имеется на котельных:

- котельная БОУ «Первомайская СОШ» – химводоподготовка АКВАТОН;
- котельная административного здания ул. Центральная, д. 5 (РИК) – химводоподготовка RO400G производительностью 1,5 м3/сут.

Часть котельных оборудована котлами, которым не требуется предварительная водоподготовка. В части котельных вода соответствует СанПиН.

Котельные БУК «Районный дом культуры», МБОУ «Первомайская СШ», МБОУ «Нижнеенангская СШ», БДОУ д/с «Улыбка» д.Слобода и ряд других котельных , а также здания МБОУ «Кич-Городецкая СШ», МБОУ «Кич-Городецкая СКШИ», БУК «Районный дом культуры», БУЗ ВО «Кич-Городецкая ЦРБ» оборудованы теплосчетчиками; остальные котельные и абоненты, подключенные к централизованной системе теплоснабжения, не оснащены приборами учета тепловой энергии. Необходимо предусмотреть на перспективу оборудование котельных и всех потребителей приборами учета отпущенной / принимаемой тепловой энергии; у существующих приборов учета тепловой энергии проводить регулрно поверки.

Тепловые сети имеются у 27 котельных из 33, находящихся в районе. Наибольшая протяженность тепловых сетей у котельных БУЗ ВО «Кич-Городецкая ЦРБ» - 773 м, административного здания по ул. Центральная, д. 5 - 255 м, БОУ «Первомайская СОШ» - 234 м, БОУ «Кич-Городецкая СОШ» - 176 м.

Прокладка магистральных трубопроводов выполнена подземно в непроходных каналах и надземно из пенополиуретановых труб а также с теплоизоляцией из прошивных матов и покрытием из рубероида в деревянных коробах с утеплением опилками . Общая длина составляет 3039 м (в двутрубном исчислении), диаметры от 50 до 150 мм. Подводки к зданиям также выполнены подземно и наземно. Состояние тепловых сетей удовлетворительное. Расчетные тепловые потери в сетях, принятые в тарифе составляют 4 %. Схема присоединения потребителей тепловой энергии осуществлена по зависимой схеме теплоснабжения.

При замене трубопроводов тепловых сетей на современные, широко применяется бесканальная прокладка в пенополиуретановой (ППУ) изоляции с оцинкованной оболочкой.

Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения: схемой теплоснабжения предлагается обеспечить планируемую к строительству индивидуальную жилищную застройку теплом от индивидуальных источников тепловой энергии. Планируемые к постройке многоквартирные жилые

дома и общественные здания планируется подключить к существующей и проектируемой централизованной системе теплоснабжения.

По данным генерального плана, для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии предлагается строительство 2 котельных, на территории микрорайона Заречье (производительность на I очередь строительства 0,7 МВт, на расчетный срок 2,8 МВт) и Центр (на расчетный срок около 4,0 МВт). Производительность и состав проектируемых котельных необходимо уточнить на стадии проектирования.

Для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии предлагается осуществить от существующих котельных, а также от 2 запроектированных котельных на территории микрорайона Заречье (производительность на I очередь строительства 0,7 МВт, на расчетный срок 2,8 МВт) и Центр (на расчетный срок около 4,0 МВт). Производительность и состав проектируемых котельных уточнить на стадии проектирования. В правобережной части села по реке Юг (д. Ананино) теплоснабжение перспективных объектов водолечебницы и жилых 2-этажных домов намечается от котельной ДРСУ. При необходимости указанная котельная реконструируется с целью увеличения её производительности.

Схемой теплоснабжения предусматривается техническое перевооружение котельной МБОУ детский сад «Аленушка» п. Находка, строительство новой котельной в МБОУ «Косковская СШ», на других котельных замена существующих котлов на котлы большей производительности для обеспечения тепловых нагрузок существующих зданий и зданий перспективного строительства.

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

Планируется техническое перевооружение котельной МБОУ детский сад «Аленушка» п. Находка с выносом из здания. А так же строительство новой котельной в МБОУ «Косковская СШ» в связи со строительством нового здания школы.

Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.

По предоставленным данным администрацией и теплоснабжающими организациями, источники тепловой энергии, совместно работающие на единую тепловую сеть, отсутствуют.

В соответствии с предоставленными данными администрацией и теплоснабжающими организациями, переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусмотрено.

В связи с отсутствием на территории Кичменгско-Городецкого муниципального района (с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области) источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим не предусмотрены.

Планируемые к строительству индивидуальные жилые дома предполагается обеспечивать теплом от индивидуальных источников тепловой энергии (автономные источники теплоснабжения – пристроенные или встроенные котельные, работающие на твердом виде топлива). Теплоснабжение запроектированных многоквартирных жилых домов и общественных зданий предполагается осуществить как от действующих котельных, так и проектируемых на расчетный срок. Меры по распределению (перераспределению) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия систем теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию, не предусмотрены.

Необходимость в изменении установленной тепловой мощности источников теплоснабжения, в связи с увеличением перспективного спроса на тепловую энергию, потребуется в случае увеличения численности населения и площади жилищного фонда, которые будут подключены к централизованным сетям теплоснабжения на перспективу. На данный момент тепловую мощность существующих источников теплоснабжения на перспективу предлагается оставить без изменений, поэтому перспективная тепловая мощность источников теплоснабжения приравнивается существующей установленной. На расчетный срок планируется проектирование новых котельных.

Таблица 125. Планируемые источники теплоснабжения Кичменгско-Городецкого муниципального района (с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области)

№ п/п	Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Предложения по перспективной тепловой мощности, Гкал/час
1	Котельная БУЗ «Кич-Городецкая ЦРБ» им. В.И. Коржавина	2,360	2,360
2	Котельная БОУ «Кич-Городецкая СОШ»	1,032	1,376
3	Котельная БОУ «Первомайская СОШ»	1,032	1,376
4	Котельная административного здания ул. Центральная, д. 5 (РИК)	0,722	0,722
5	Котельная БУК «Районный дом культуры»	0,86	0,86
6	Котельная д/с «Солнышко» (ПМК)	0,65	0,65
7	Котельная БУК «Районный краеведческий музей»	0,172	0,172
8	Котельная административного здания ул. Садовая, д. 5 (ЛПХ)	0,3	0,3
9	Котельная БДОУ детский сад «Улыбка»	0,258	0,258
10	Котельная производственной базы ООО «Жилищник»	0,434	0,434
11	Котельная ДРСУ (д. Ананино)	0,43	0,172
12	Котельная БОУ ДОД «Детская школа искусств»	0,446	0,446
13	Котельная БУСО «КЦСОН»	0,115	0,115
14	Котельная БУСО «Дом-интернат»	0,2087	0,2087
15	Котельная БУК «Заречный дом культуры»	0,254	0,254
16	Котельная БОУ «Шонгская СОШ»	1,032	1,032
17	Котельная БДОУ д/с «Улыбка» д.Слобода	0,172	0,172
18	Котельная БОУ Захаровская начальная школа-детский сад	0,09	0,09
19	Котельная МБОУ «Кич-Городецкая СШ» с.Сараево	0,532	0,516
20	Котельная БУЗ ВО «Кич-Городецкая ЦРБ» с.Н-Енангск	0,172	0,172
21	Котельная МБОУ «Первомайская СШ» с.Курилово	0,172	0,172
22	Котельная БОУ «Косковская СШ» с.Еловино	0,172	0,172
23	Котельная БДОУ детский сад «Рябинка» д.Буртаново	0,138	0,138
24	Котельная дома культуры д.Олятово	0,514	0,344
25	Котельная ФОК д.Плоская	0,272	0,272
26	Котельная МБОУ «Нижнеенангская СШ»	0,516	0,516
27	Котельная МБОУ «Югская СШ»	0,542	0,542

28	Котельная БОУ «Косковская СШ»	0,8	0,8
29	Котельная БДОУ детский сад «Буратино»	0,516	0,516
30	Котельная БДОУ детский сад «Рябинка» п.Югский	0,344	0,258
31	Котельная БДОУ детский сад «Аленушка» п.Находка	0,15	0,172
32	Котельная БДОУ детский сад «Ивушка» д.Плоская	0,516	0,516
33	Проектируемая котельная района Заречье	-	0,602 на I очередь строительства; на расчетный срок - 2,408
34	Проектируемые котельные в центральной части с. Кичменгский Городок	-	3,44

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки, в настоящий момент отсутствуют.

Теплоснабжение планируемых к строительству индивидуальных жилых домов на территории Кичменгско-Городецкого муниципального района (с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области) предусматривается осуществить от индивидуальных источников тепловой энергии.

Заречье (правый берег р. Кичменьга). Проектируемые к строительству на перспективу многоквартирные жилые дома и общественные здания предлагается подключить к проектируемой котельной. Мощность котельной составляет: на I очередь строительства – 0,7 МВт (0,602 Гкал/час), на расчетный срок – 2,8 МВт (2,408 Гкал/час). В качестве источника теплоснабжения для проектируемых очистных сооружений канализации (ОСК) рассмотрен вариант от производственной котельной АО «Мясо». При наличии мощностей котельной на I очередь строительства запроектированы наружные тепловые сети до площадки ОСК. На расчетный срок предусматривается теплоснабжение от данной котельной 2-этажных жилых домов по ул. Молодежной. Схемой теплоснабжения Заречья предусматривается реконструкция котельных Первомайской школы, больничного комплекса, базы ПМК и других, в части замены существующих котлов на котлы большей производительности для обеспечения тепловых нагрузок существующих зданий и зданий перспективного строительства.

Центральная часть села. Теплоснабжение объектов I очереди строительства обеспечивается от существующих источников теплоты. На расчетный срок предусматривается строительство новой котельной, расположенной в районе перспективной индивидуальной застройки. С развитием сетей теплоснабжения от вновь проектируемой котельной ряд существующих котельных, расположенных в центре села, ликвидируется. Мощность новой котельной составит около 4,0 МВт (3,44 Гкал/час).

Правобережная часть села по реке Юг (д. Ананино). Теплоснабжение перспективных объектов водолечебницы и жилых 2-этажных домов намечается от существующей котельной ДРСУ. При необходимости указанная котельная реконструируется с целью увеличения её производительности.

Теплоснабжение предприятий местной и развивающихся отраслей промышленности намечается осуществить от собственных источников тепла.

Также предусматривается реконструкция существующих тепловых сетей. Рекомендуется провести капитальный ремонт существующих тепловых сетей МБОУ «Кич-Городецкая СШ» с.Сараево, котельной административного здания

ул.Центральная д.7 от колодца до зданий МБОУ ДО «Кич-Городецкого ЦДО», БДОУ детский сад «Улыбка», МБОУ «Первомайская СШ» с.Шонга, МБОУ «Югская СШ»

При перекладке тепловых сетей, рекомендуется прокладка их из стальных труб в индустриальной тепловой изоляции из пенополиуретана (ППУ) в оцинкованной оболочке.

С целью доведения фактических потерь до нормативных значений необходимо:

- периодически проводить диагностику и мониторинг состояния тепловых сетей; осушение каналов;

- замену ветхих и наиболее часто повреждаемых участков тепловых сетей (прежде всего, подвергаемых затоплениям) на основании результатов инженерной диагностики, с использованием современных теплоизоляционных конструкций; прочистка дренажей;

- восстановление (нанесение) антикоррозионного, тепло- и гидроизоляционного покрытий в доступных местах;обеспечение качественной водоподготовки подпиточной воды;

- восстановление гидроизоляции стыков плит перекрытий;вентиляция каналов и камер;

- установка сильфонных компенсаторов; применение улучшенных трубных сталей и неметаллических трубопроводов; организация определения в режиме реального времени фактических потерь тепловой энергии в магистральных тепловых сетях по данным приборов учета тепловой энергии на тепловой станции и у потребителей с целью оперативного принятия решений по устранению причин возникновения повышенных потерь;усиление надзора при проведении аварийно-восстановительных работ со стороны административно -технических инспекций;

- перевод потребителей с теплоснабжения от центральных на индивидуальные тепловые пункты.

Таблица 126. Капитальные затраты в реконструкцию системы теплоснабжения Кичменгско-Городецкого муниципального района (с 1 июня 2022 года - Кичменгско-Городецкий муниципальный округ Вологодской области)

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.							
		Всего	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2032гг.
1	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии								
1.1	Капитальный ремонт котельной, замена дымовых труб	14008,0	2900,0	1560,0	3119,0	1270,0	670,0	1670,0	2819,0
2	Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:								
2.1	Ремонт теплосетей	1600,0	-	-	-	200,0	200,0	700,0	500,0
2.2	Прокладка 11029,7 п. м. труб новой теплотрассы	39960,0	-	-	-	-	-	-	39960,0
3	**Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.**								
3.1	Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	1000,0	-	-	-	-	-	-	1000,0
	ИТОГО: суммарные	**55568,0**	**2900,0**	**1560,0**	**3119,0**	**1470,0**	**870,0**	**2370,0**	**44279,0**

	инвестиционные затраты								

Город Кириллов

Согласно материалам «Схемы теплоснабжения г. Кириллов» теплоснабжение потребителей планируется от существующих источников тепла.

Таблица 127. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Кириллов на период 2018-2025 годов

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.
1.1.	Реконструкция котельной № 2 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1400 кВт	6681,910
1.2.	Реконструкция котельной № 3 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 2000 кВт	8180,560
1.3.	Реконструкция котельной № 4 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1060 кВт	5559,595
1.4.	Реконструкция котельной № 5 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1400 кВт	6681,910
1.5.	Реконструкция котельной № 6 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 1700 кВт	7636,235
1.6.	Реконструкция котельной № 8 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 720 кВт	4838,280
1.7.	Реконструкция котельной № 10 с установкой котельного оборудования на паллетах мощностью 540 кВт	3591,710
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	**43170,2**

Величина суммарных инвестиционных затрат на основные технические мероприятия по развитию теплоснабжения города Кириллова составит 43,2 млн. руб.

Город Тотьма

Согласно Схеме теплоснабжения города Тотьма теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

В зонах перспективных нагрузок на перспективу до 2029 года строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок не предусмотрено.

Ввиду того, что средний износ котельного оборудования на котельных города Тотьмы приближается к полной выработке – 85% износа, необходима комплексная модернизация и техническое перевооружение котельных.

Предлагается проведение следующих мероприятий в 2020-2024 гг.:

1. Комплексная модернизация (реконструкция) с заменой вспомогательного оборудования, насосного оборудования, теплогенерирующего оборудования, дымовых труб на котельных № 8 и № 9 в г. Тотьма.

2. Вывод из эксплуатации котельной № 13, с последующим переводом всех потребителей тепловой энергии на теплоснабжение от котельной № 8.

3. Техническое перевооружение котельных № 2,8,10 в г. Тотьма, в части, монтажа приборов учета природного газа с созданием автоматизированной информационной системы дистанционного сбора и учета потребленного природного газа котельными.

4. Замена дымовой трубы котельной № 5.

5. Техническое перевооружение котельных № 2, 5, 10 г.Тотьма в части установки станций управления насосами с преобразователями частоты.

В районах перспективной застройки необходимость строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки осуществляется по факту возведения сооружений.

Для обеспечения прироста тепловой нагрузки предусмотрено строительство проектируемых сетей в подземном исполнении, бесканальные двухтрубные из стальных труб по ГОСТу 10704-91 в заводской изоляции из пенополиуретана с защитной пленкой из полиэтилена.

В связи с тем, что схема теплоснабжения разрабатывается на период до 2029 года, 55% тепловых сетей, находящихся на данный момент в эксплуатации, полностью выработают свой ресурс, поэтому рекомендуется произвести полную их замену.

Запланировать на 2020-2023 гг. реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене, в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса по котельным № 7, № 8, № 9, №13.

При проектировании новых и реконструкции действующих тепловых сетей, после выполнения гидравлического расчета, не выявлена необходимость строительства насосных станций.

Предлагается запланировать на 2020-2021 гг. строительство нового участка тепловой сети, для соединения тепловых сетей двух котельных № 8 и № 13, с выполнением наладки гидравлического режима, с последующим переводом всех потребителей тепловой энергии котельной №13 на теплоснабжение от котельной № 8 и с дальнейшим выводом из эксплуатации котельной № 13.

При проведении гидравлического расчета, были выявлены участки как с заниженными, так и с завышенными диаметрами трубопровода. В целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям, от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения, рекомендуется увеличить диаметры участков тепловой сети, выявленные в процессе наладочного и гидравлического расчета тепловой сети по сравнению с фактическими диаметрами.

От общей протяженности сетей замене подлежат ещё 55% трубопроводов.

Таблица 128. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Тотьма

Группа мероприятий	Затраты, тыс. руб		
	2019	2020-2024	2025-2029
Техническое перевооружение котельных (модернизация, замена котельного и вспомогательного оборудования)	4500	2132	0
Котельная №2	1500	427	
Котельная №5		1147	
Котельная №6	1000		
Котельная №7	1000		
Котельная №8	1000	15337,6	
Котельная №9		15813,9	
Котельная №10		427	
Котельная №13		131	

Группа мероприятий	Затраты, тыс. руб		
	2019	2020-2024	2025-2029
Приобретение и установка приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть	6900	856	0
Котельная №2		265	
Котельная №6	3900		
Котельная №8		326	
Котельная №9	3000		
Котельная №10		265	
Создание автоматизированной информационной системы дистанционного сбора и учета потребления природного газа по котельным		674,6	
Реконструкция трубопроводов тепловых сетей	9736.8	7133.4	4832.4
Котельная №7		1208.6	4832.4
Котельная №8	2749.2	4050.6	
Котельная №9		1252.1	
Котельная №10	3676.8		
Котельная №13	3310.8	622.1	
ВСЕГО	**21136.8**	**10121.4**	**4832.4**

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения города Тотьмы составляет 36,1 млн. руб.

Город Вытегра

Согласно Схеме теплоснабжения города Вытегра теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих и перспективных источников тепла, при этом в городе централизованное теплоснабжение осуществляется от тринадцати отопительных котельных. В зданиях, не подключенных к централизованному теплоснабжению, имеется индивидуальное отопление, основным топливом индивидуальных источников тепловой энергии являются твердое топливо: дрова, уголь, отходы.

Таблица 129. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения города Вытегра

Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
Строительство блочно-модульной газовой котельной №11 мощностью 5,7 Гкал/ч	85 885	2023 г.
Строительство блочно-модульной газовой котельной	61 713	2023 г.

№1 мощностью 3,9 Гкал/ч		
Всего объем финансовых средств	147 598	
Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:		
Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	300	2024-2028 гг.
Строительство тепловой сети через дорогу по просп. Ленина 0150 мм длиной 55м (от котельной №4 к котельной №11)	1 626	2023 г.
Перекладка тепловой сети по просп. Ленина с увеличением диаметра трубопроводов 0100 мм на 0150 мм длиной 180 м (с целью объединения котельных №№ 11, 8, 4 для увеличения пропускной способности существующих трубопроводов)	2 916	2023 г.
Всего объем финансовых средств	4 842	
ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	**152 440**	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения города Вытегра составляет 152 млн. руб.

Городское поселение Вожегодское *(с 01.06.2022 Вожегодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вожегодский муниципальный округ Вологодской области)*

Согласно Схеме теплоснабжения городского поселения Вожегодское (с 01.06.2022 Вожегодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вожегодский муниципальный округ Вологодской области) теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в поселении отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Таблица 130. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения городского поселения Вожегодское (с 01.06.2022 Вожегодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вожегодский муниципальный округ Вологодской области)

Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	Намечаемый период (год) реализации
Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии		
Замена котла котельной № 10	1000	2024-2029 гг.
Замена котлов котельной № 18	1400	2020-2024 гг.
Замена котлов котельной № 26	900	2020-2024 гг.
Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы		

Произвести гидравлический расчет тепловой сети, с последующим шайбированием потребителей	300	2024-2029 гг.
ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	**3600**	

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения городского поселения Вожегодское составляет 3,6 млн. руб.

Сельское поселение Майское *(с 01.06.2022 Вологодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вологодский муниципальный округ Вологодской области)*

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Майское (с 01.06.2022 Вологодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вологодский муниципальный округ Вологодской области) теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла, при этом в городе отсутствует централизованная система теплоснабжения: потребители обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных источников.

Таблица 131. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Майское (с 01.06.2022 Вологодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вологодский муниципальный округ Вологодской области)

Наименование источников	Стоимость	Годы	
		2019	2020
Техническое перевооружение системы внутреннего газового оборудования котельной п.Майский	2 546.787	2 546.787	-
Произвести гидравлический расчет тепловой сети по каждой котельной, с последующим шайбированием потребителей	400	200	200
ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты	**2946.787**	**2746.787**	**200**

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Майское (с 01.06.2022 Вологодский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Вологодский муниципальный округ Вологодской области) составляет 2,95 млн. руб.

Сельское поселение Тоншаловское

Согласно Схеме теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Таблица 132. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское

Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты, млн руб.	Намечаемый период (год) реализации
Строительство новых и реконструкции старых тепловых сетей в связи с подключением дополнительных нагрузок к тепловым сетям, согласно перспективным планам.	32,00	2014-2028 гг.

Ориентировочный объем капитальных вложений в развитие системы теплоснабжения сельского поселения Тоншаловское составляет 32 млн. руб.

Сельское поселение Тарногское *(с 01.06.2022 Тарногский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Тарногский муниципальный округ Вологодской области)*

Разработанная в 2013 году Схема теплоснабжения сельского поселения Тарногское (с 01.06.2022 Тарногский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Тарногский муниципальный округ Вологодской области) предусматривала мероприятия по развитию системы теплоснабжения сельского поселения лишь до 2018 года. На момент формирования настоящего документа, отсутствуют сведения об актуализации Схемы теплоснабжения и мероприятия по системе теплоснабжения на рассматриваемы перспективный период. Требуется актуализация Схемы теплоснабжения сельского поселения Тарногское (с 01.06.2022 Тарногский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Тарногский муниципальный округ Вологодской области).

Сельское поселение Верховажское *(с 01.06.2022 Верховажский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Верховажский муниципальный округ Вологодской области)*

Разработанная в 2013 году Схема теплоснабжения сельского поселения Верховажское (с 01.06.2022 Верховажский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Верховажский муниципальный округ Вологодской области) предусматривала мероприятия по развитию системы теплоснабжения сельского поселения лишь до 2018 года. На момент формирования настоящего документа, отсутствуют сведения об актуализации Схемы теплоснабжения и мероприятия по системе теплоснабжения на рассматриваемы перспективный период. Требуется актуализация Схемы теплоснабжения сельского поселения Верховажское (с 01.06.2022 Верховажский муниципальный район Вологодской области и все поселения, входящие в его состав, преобразованы в Верховажский муниципальный округ Вологодской области).

Поселок Шексна

«Схема теплоснабжения поселка Шексна на период с 2013 года по 2028 год» предусматривает развитие систем централизованного теплоснабжения п. Шексна по следующим направлениям:

- усовершенствование существующих систем централизованного теплоснабжения с применением современных видов основного оборудования и автоматизации систем управления технологическими процессами;
- реконструкция котельных с заменой морально устаревших котлов на современные котлы;
- строительство новых котельных с целью подключения потребителей, находящихся в зонах, не отвечающих требованиям надежности и больших тепловых потерь на транспорт теплоносителя;
- перекладка тепловых сетей для приведения в нормативное состояние существующих систем транспорта теплоносителя.

Перспективное развитие систем теплоснабжения п. Шексна предлагается по двум вариантам:

Вариант 1 - отказ от покупки тепловой энергии у сторонних источников для теплоснабжения потребителей п. Шексна и строительство новой котельной.

Вариант 2 - демонтаж котельной № 1 ШКДП и котельной № 3 «Спецшкола», и строительство собственных источников тепловой энергии для обеспечения существующих и перспективных нагрузок.

Вариант 2 предусматривает мероприятия на рассматриваемый перспективный период, а именно строительство котельной пос. Шексна-Северная мощностью 25,5 МВт для обеспечения существующей тепловой нагрузки котельной «ШКДП», строительство котельной установленной тепловой мощностью 20,5 Гкал/ч для теплоснабжения перспективных кварталов 6, 7 и реконструкция котельной № 2 «Центральная».

По результатам выполненных в схеме теплоснабжения расчетов эффективности инвестиций к реализации все же рекомендуется первый вариант намечающих строительство новой котельной п.Шексна-Северная установленной тепловой мощностью 49 МВт и реконструкцию котельной № 2 Центральная.

Таблица 133. Основные технические мероприятия по развитию систем теплоснабжения п. Шексна

Наименование мероприятия	**Ориентировочные капитальные затраты, млн руб.**		**Намечаемый период (год) реализации**
	Вариант 1	**Вариант 2**	
Новое строительство котельной для теплоснабжения перспективных кварталов 6, 7	-	37,3	2018-2022 гг.
Перекладка участков сети с большего диаметра на меньший котельная № 2 общей протяженностью 873 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 г.
Перекладка участков сети с меньшего диаметра на больший (котельная № 2) общей протяженностью 5 026 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 г.
Перекладка участков сети с большего диаметра на меньший (котельная № 5) общей протяженностью 150 м	Затраты в тепловые сети учтены в источниках тепла		до 2028 г.

Поселок Чагода

Разработанная в 2013 году Схема теплоснабжения поселка Чагода предусматривала мероприятия по развитию системы теплоснабжения п. Чагода в срок до 2018 года. На момент формирования настоящего документа, отсутствуют сведения об актуализации Схемы теплоснабжения и мероприятий по системе теплоснабжения на рассматриваемый перспективный период.

Требуется актуализация Схемы теплоснабжения поселка Чагода.

Город Устюжна

Согласно актуализированной «Схеме теплоснабжения муниципального образования города Устюжна Устюженского муниципального района» теплоснабжение потребителей намечается осуществлять от существующих источников тепла.

Дополнительно планируется:

1) Реконструкция котельной «УСШ №2» с переключением потребителей от котельной «Сириус» в 2023 году.

2) Строительство участка тепловой сети Ду 76 мм протяженностью 650 м в 2023 году.

3) Строительство новой газовой котельной вместо котельной "ЖБИ" 12,9 Гкал/час в 2025 году.

4) Строительство участка тепловой сети Ду 57 мм протяженностью 240 м в 2025 году.

5) Строительство участка тепловой сети Ду 250 мм протяженностью 840 м в 2025 году.

6) Строительство участка тепловой сети Ду 250 мм протяженностью 330 м в 2025 году.

Город Харовск

Согласно актуализированной «Схеме теплоснабжения г.Харовска на период до 2028 года» (актуализация на 2021 год) существующая зона действия котельных охватывает большую территорию города и является основным источником централизованного теплоснабжения жилых домов.

В рамках обеспечения гарантированного и бесперебойного теплоснабжения социальной и жилищной сферы и повышения качества предоставляемых услуг по теплоснабжению в г. Харовск, предлагается строительство тепловых сетей с целью перевода потребителей с котельных № 3, № 4 и № 1 на котельную №19.

Ввиду неудовлетворительного состояния системы теплоснабжения на территории микрорайона «Лесдок» и «Стекольный» предлагается реконструкция существующей ТЭС ООО «Харовсклеспром» на водогрейную котельную от компании AGRO Forst & Energietechnik GmbH, (Агро Форст и Энерготехник ГМБХ, г. Ст. Паул, Австрия), работающую на древесных отходах.

Оборудование новой котельной способно полностью сжечь кору, получаемую при производстве пиломатериалов, способно работать в автоматическом режиме, позволяет стабильно получать необходимую тепловую энергию. Кроме того, оборудование водогрейной котельной позволяет гарантировано получить на выходе с каждого котла 10 МВт при КПД 85%. Котлы водогрейной котельной способны

работать автономно, что позволит в летний период проводить профилактические и плановые ТО и ТР без полной остановки котельного оборудования.

Также предлагается в течение первого пятилетнего периода закрыть котельную МУП Харовск по ул. Заводской, 2б, переключив потребителей на новый источник теплоснабжения - водогрейную котельную ООО «Харовсклеспром».

Зоны с дефицитом располагаемой тепловой мощности не обнаружены. Перекладка тепловых сетей в данном случае не требуется.

В районах перспективной застройки необходимость строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки осуществляется по факту возведения сооружений.

Строительство тепловой сети вызвано необходимостью присоединения системы теплопотребления МБУ «Харовский историко-художественный музей», расположенного по адресу: г. Харовск, ул. Ленинградская, 7, к сети теплоснабжения от котельной № 5.

На основании гидравлического расчёта, выполненного в рамках разработки электронной модели схемы теплоснабжения г. Харовск требуется реконструкция тепловых сетей при объединении потребителей от котельных № 1,3, 4 и 19.

Предложенные сценарии развития системы теплоснабжения предусматривают замену тепловых сетей, выработавших свой ресурс, в рамках планово-предупредительных ремонтов.

Насосные станции отсутствуют, строительство новых не требуется.

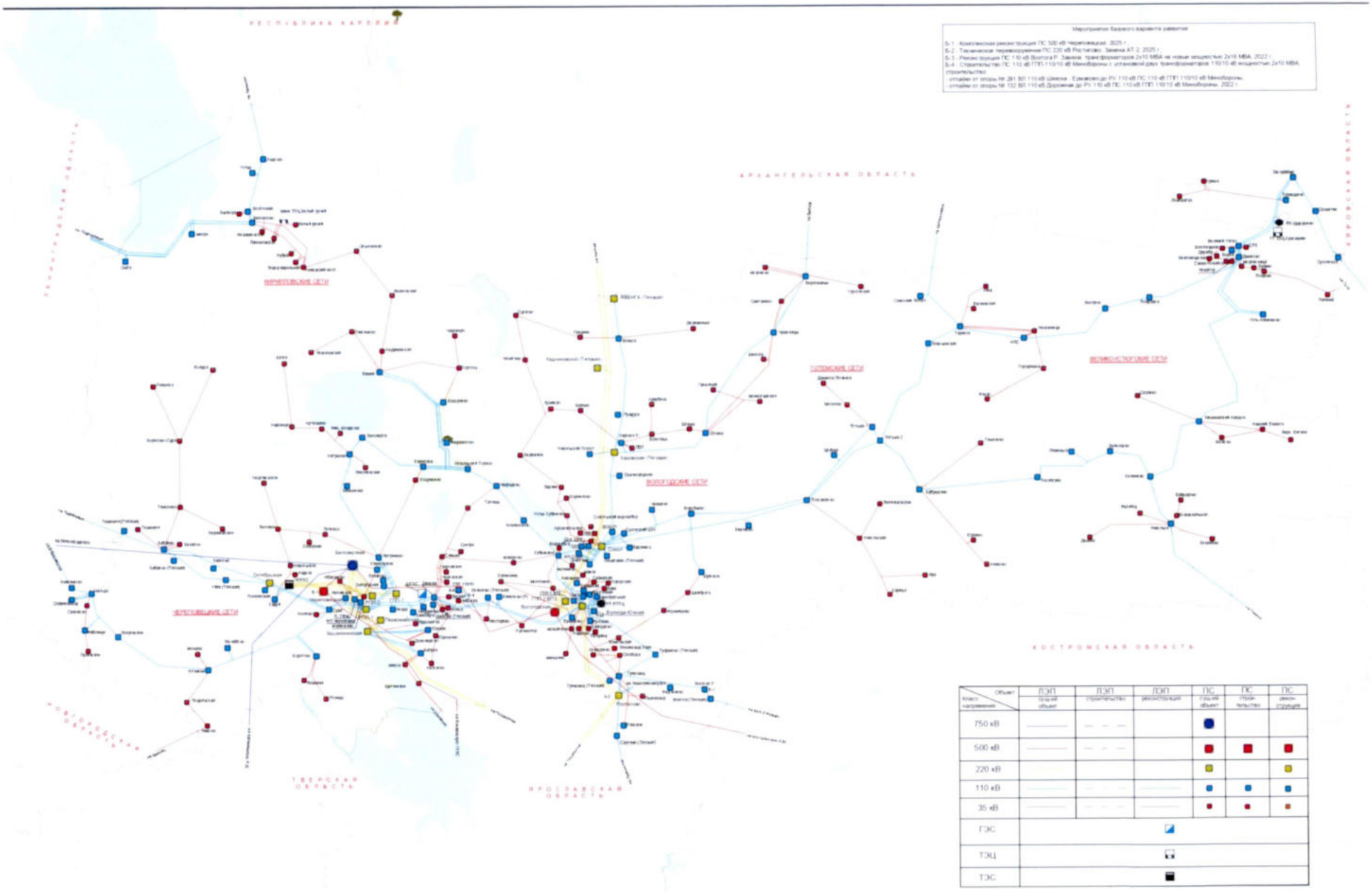
Таблица 134. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей города Харовск

Группа мероприятий	Всего	2022	2023	2024	2025	2026-2028
1. Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей.						
Строительство магистральной тепловой сети по ул. Пушкина с устройством тепловой камеры с целью переключения потребителей на котельную №19	1 190,0	1 190,0				
Строительство участка тепловой сети по ул. Свободы с устройством тепловой камеры с целью переключения потребителей котельной №1 на №19	3 019,0	3 019,0				
Перекладка магистральной тепловой сети от ул. Пушкина до котельной №4	2 464,0	2 464,0				
Перекладка участка тепловой сети по ул. Энергетиков	999,9	999,9				
Строительство участка тепловой сети с устройством тепловой камеры для подключения нагрузки от жилых домов Ворошилова 18, Энергетиков 3а	722,0	722,0				
Перекладка участка тепловой сети вдоль ул. Ворошилова до пересечения с ул. Южная	532,9	532,9				
Перекладка участка тепловой сети по ул. Южная	375,9	375,9				
Перекладка участка тепловой сети от дома Ворошилова 26, до магистральной тепловой сети	1 001,0	1 001,0				
Перекладка участка тепловой сети от дома Свободы 22 до котельной №4	1 183,1	1 183,1				
Реконструкция 4-х трубной	1 283,1	1 283,1				

Группа мероприятий	Всего	2022	2023	2024	2025	2026-2028
сети с заменой на 2-х трубную тепловую сеть и установкой у потребителей регуляторов температуры на горячее водоснабжение на конечных участках тепловой сети в точках подключения следующих зданий: Поликлиника ЦРБ Свободы 28, Хирургическое отделение ЦРБ, Терапевтическое отделение ЦРБ, прачечная ЦРБ, Энергетиков 5, Ворошилова 26, Энергетиков 3а, Южная 2, Свободы 22						
Реконструкция участка тепловой сети от котельной №19 до ул. Ленина с устройством тепловой камеры с целью переключения потребителей котельной №1,3,4 на №19	8 600,0	8 600,0				
Реконструкция 4-х трубной тепловой сети с заменой на 2-х трубную тепловую сеть и установкой у потребителей регуляторов температуры на горячее водоснабжение на конечных участках тепловой сети в точках подключения. Переключение нагрузки котельной №1 на котельную №19	1 000,5	1 000,5				
3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.						
ВСЕГО	**22 371,4**					

Приложение 1.
Карта-схема электрической сети 110 кВ энергосистемы Вологодской области на этап 2022 г. с учётом перспективного развития до 2027 г.

Карта-схема электрической сети напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Вологодской области до 2027 года



Приложение 2.
Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Вологодской области с учетом поэтапного развития на пятилетний период

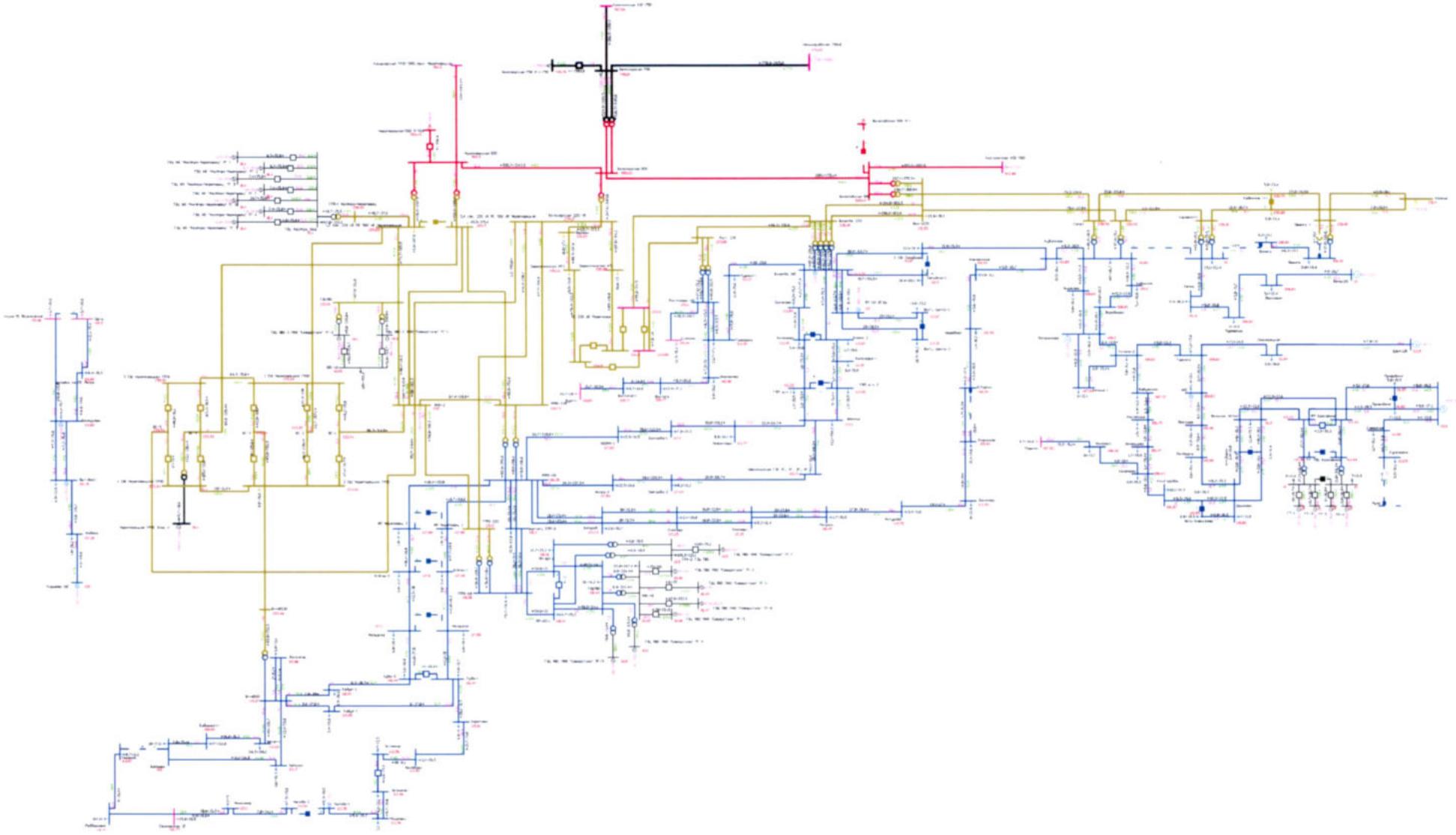


Рисунок П1. Режим зимних максимальных нагрузок 2022 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

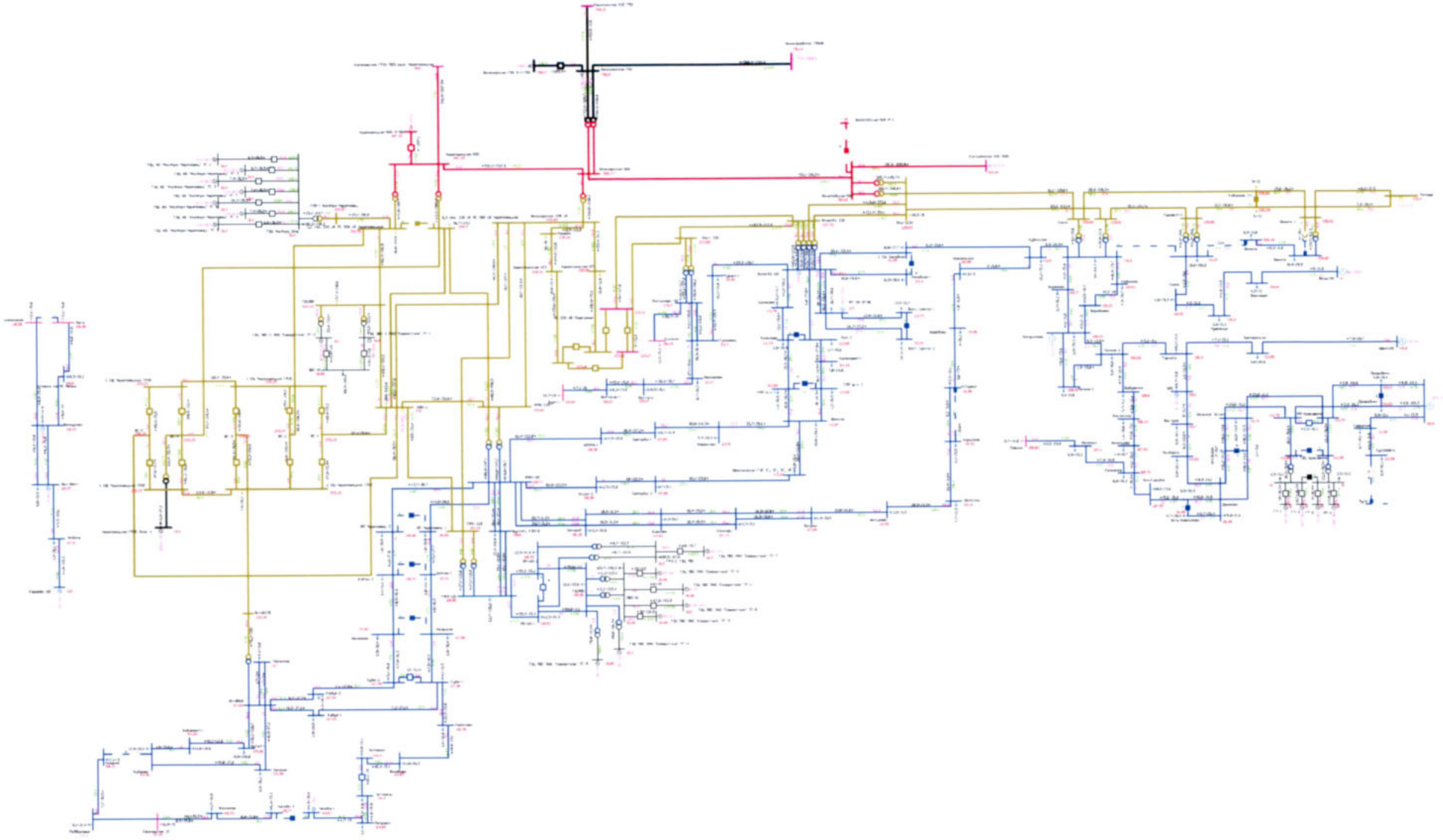


Рисунок П2. Режим зимних минимальных нагрузок 2022 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

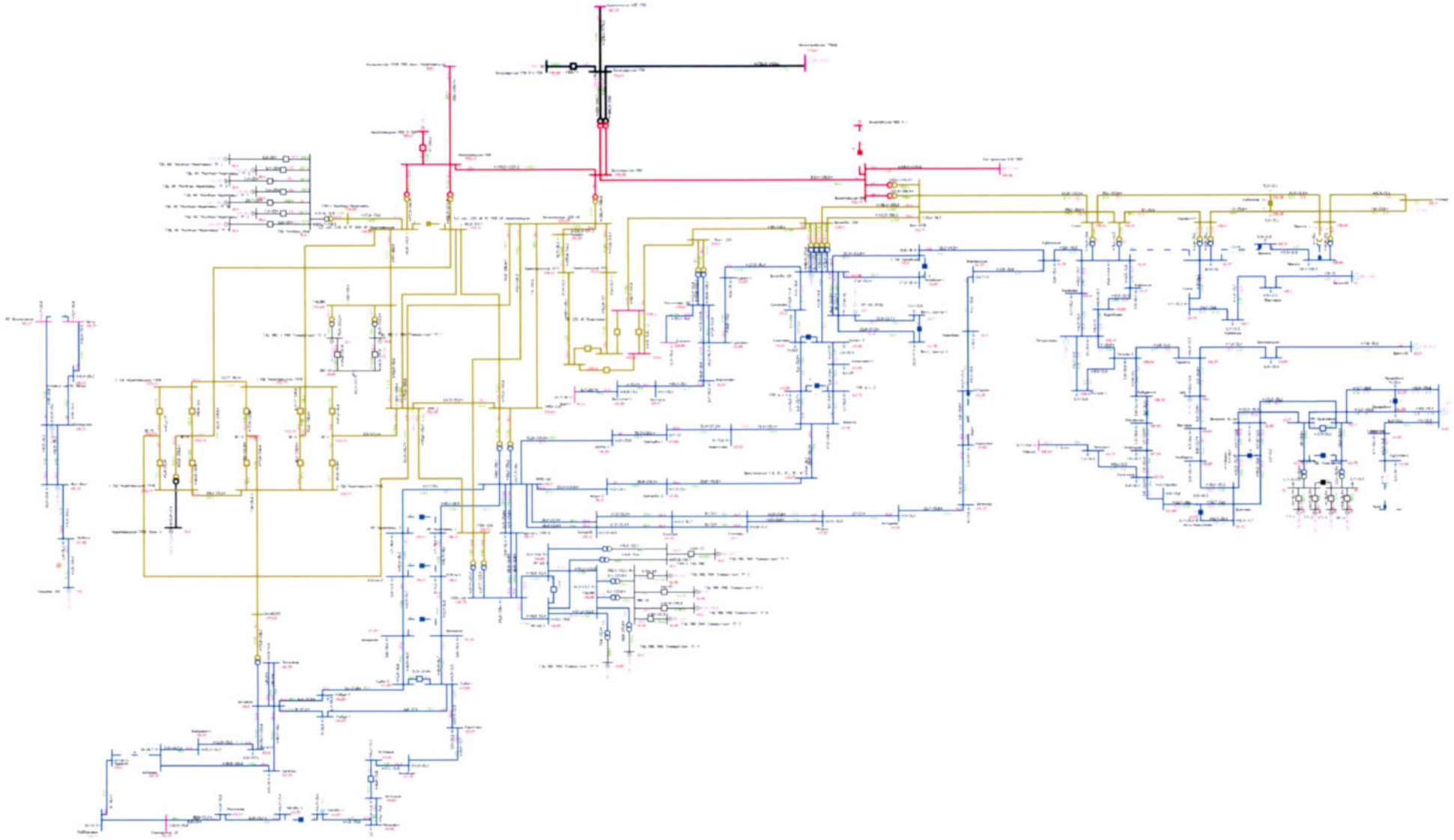


Рисунок П3. Режим зимних максимальных нагрузок 2022 года. Т=+5 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

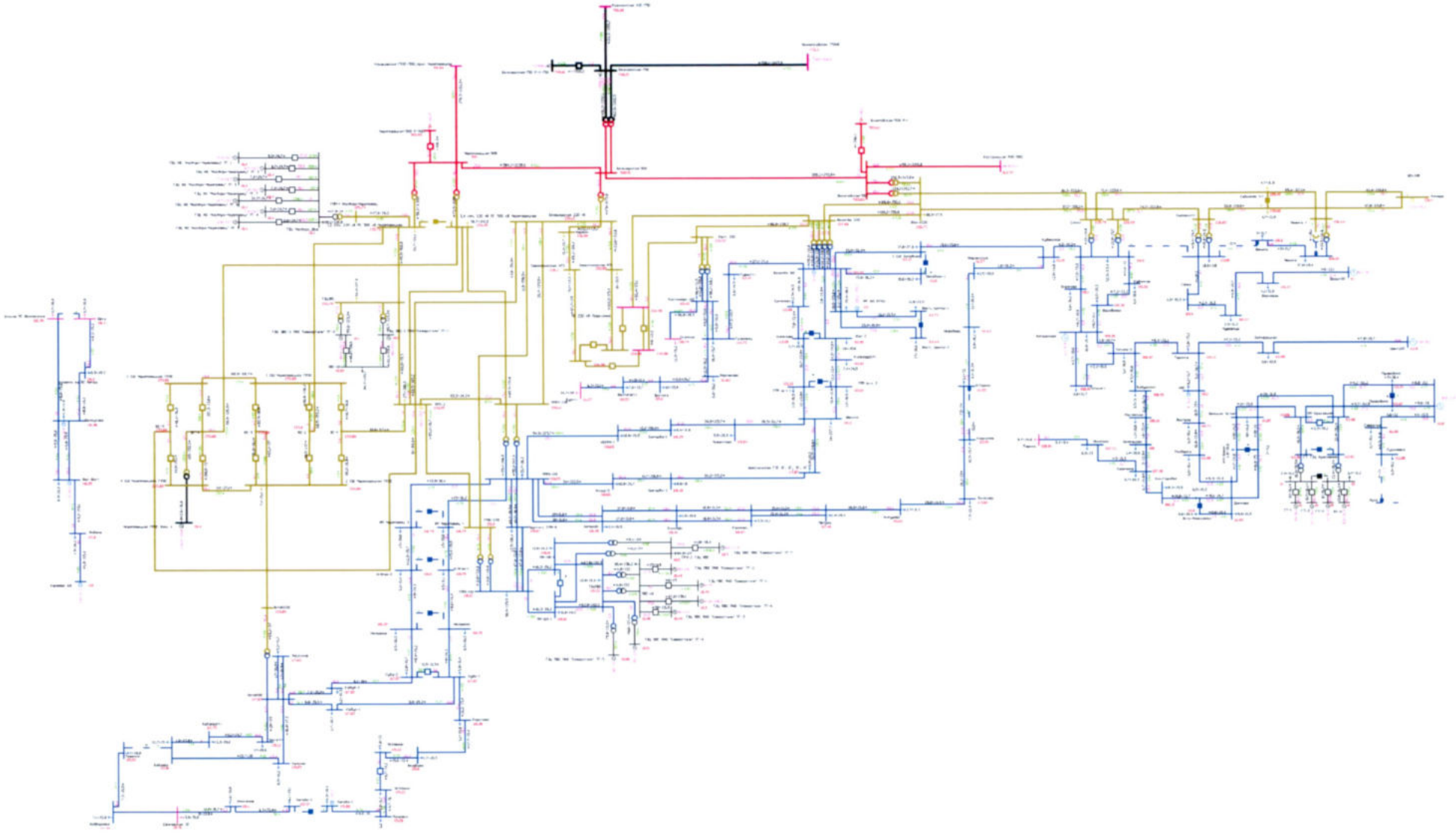


Рисунок П4. Режим летних максимальных нагрузок 2022 года. Т=+25 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

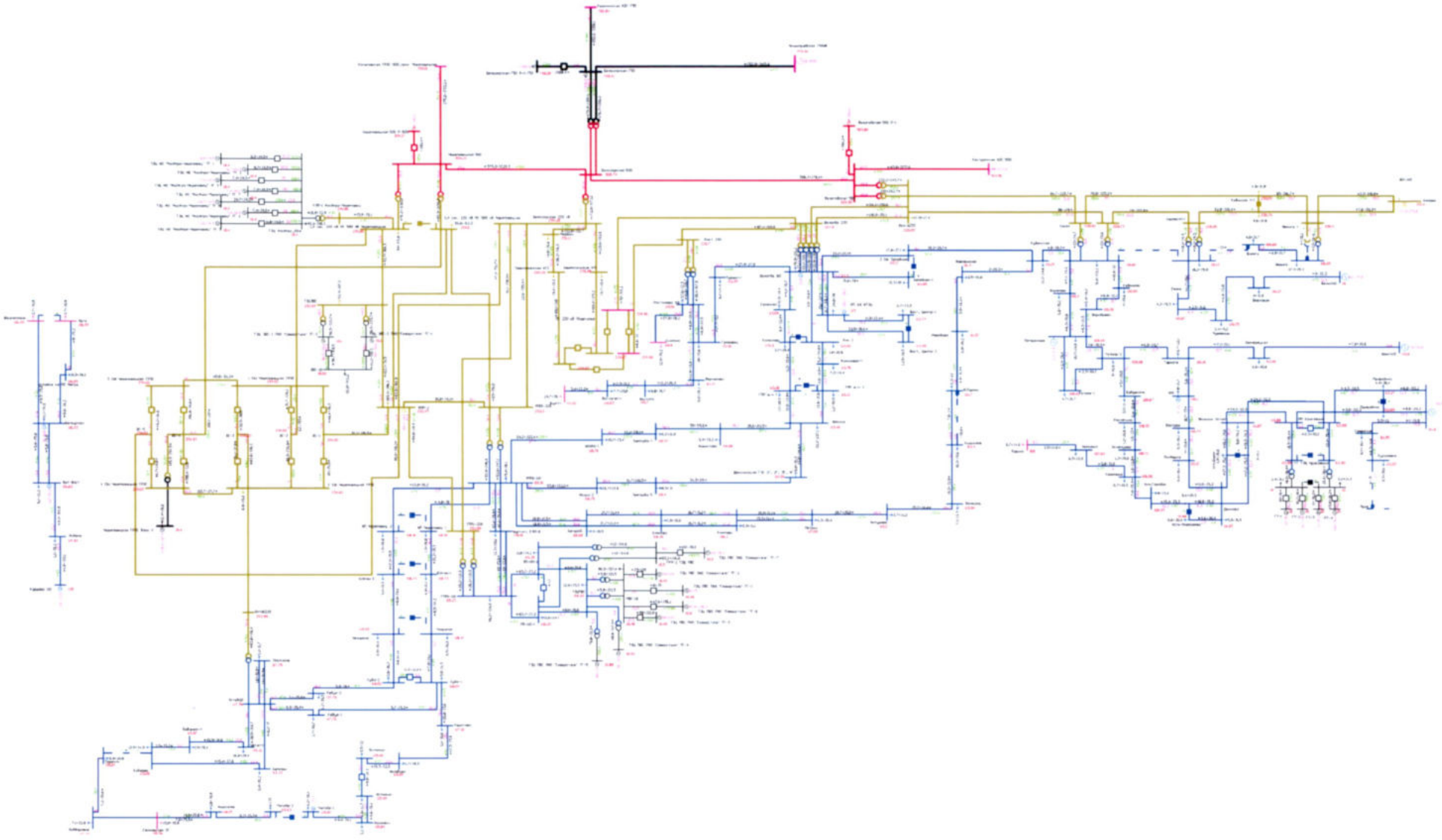


Рисунок П5. Режим летних максимальных нагрузок 2022 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

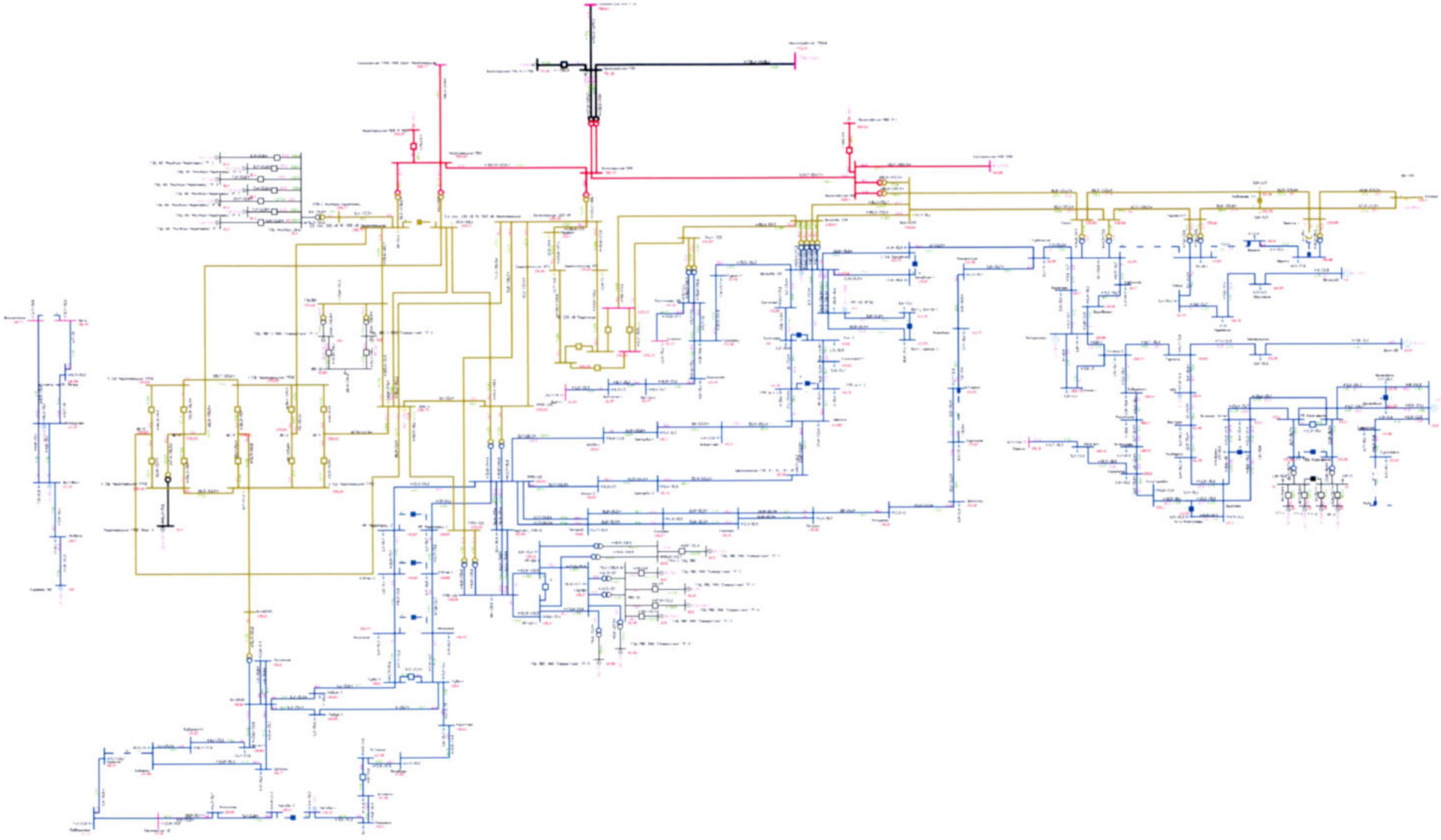


Рисунок П6. Режим летних минимальных нагрузок 2022 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

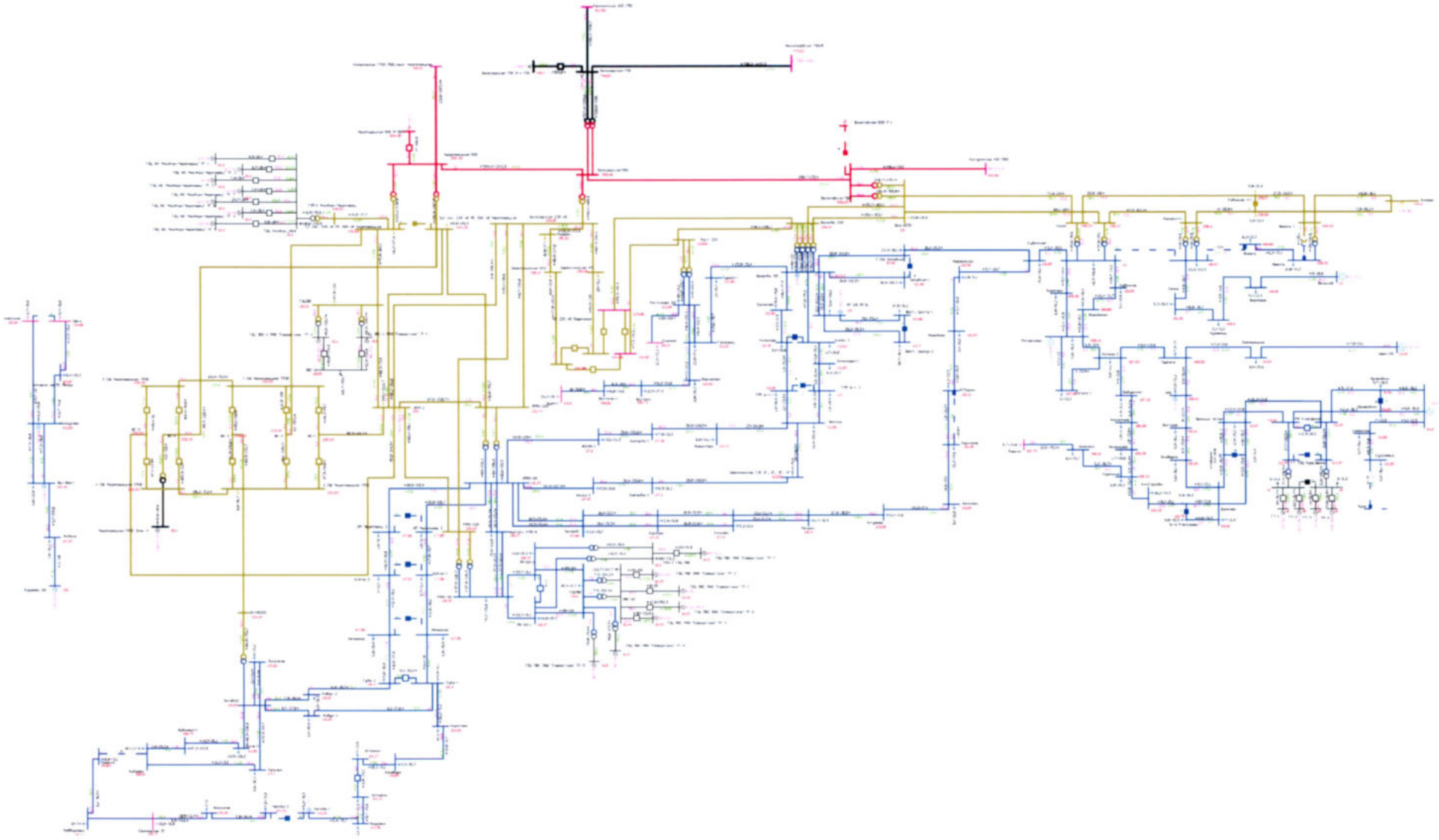


Рисунок П7. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

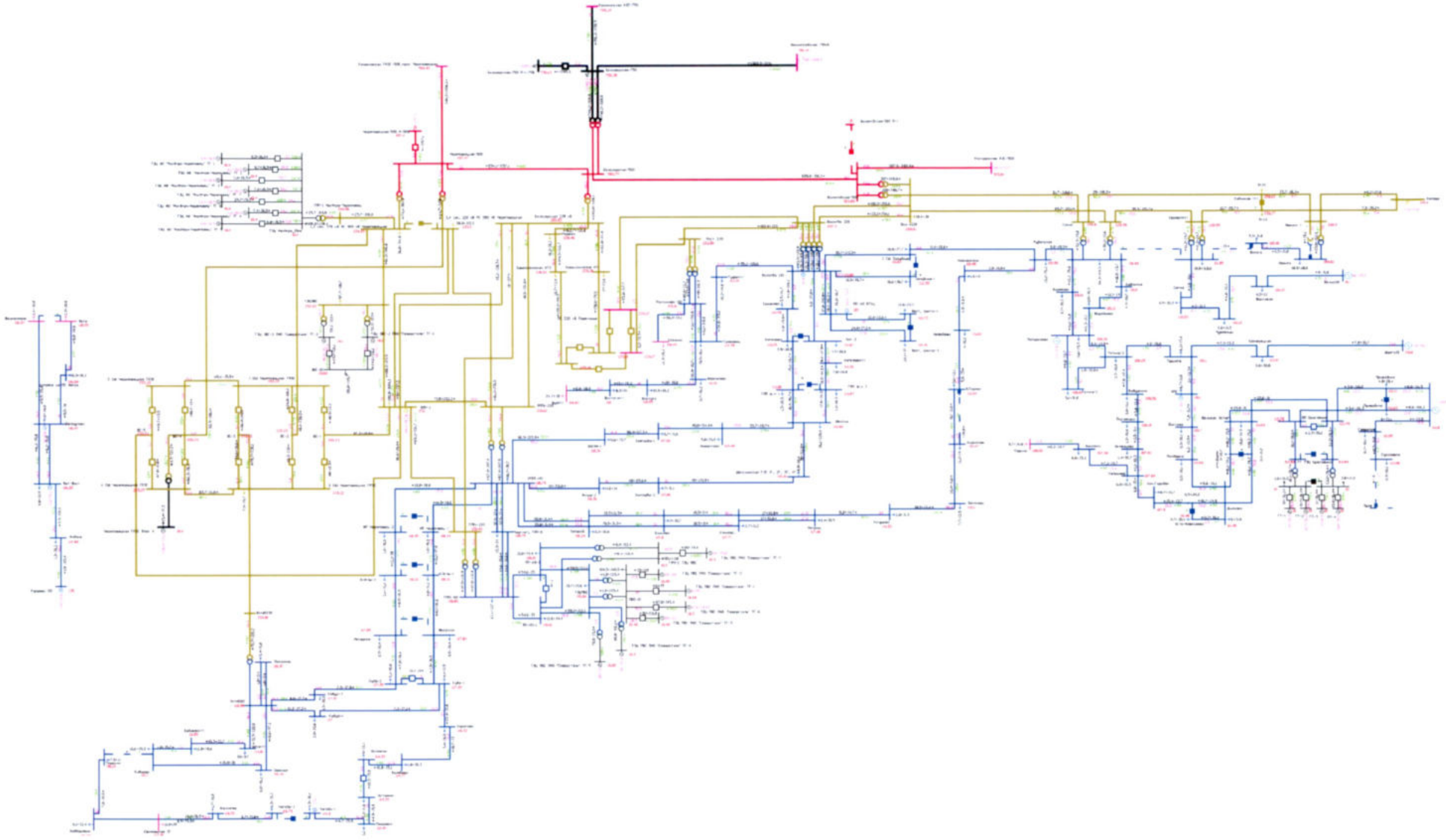


Рисунок П8. Режим зимних минимальных нагрузок 2023 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

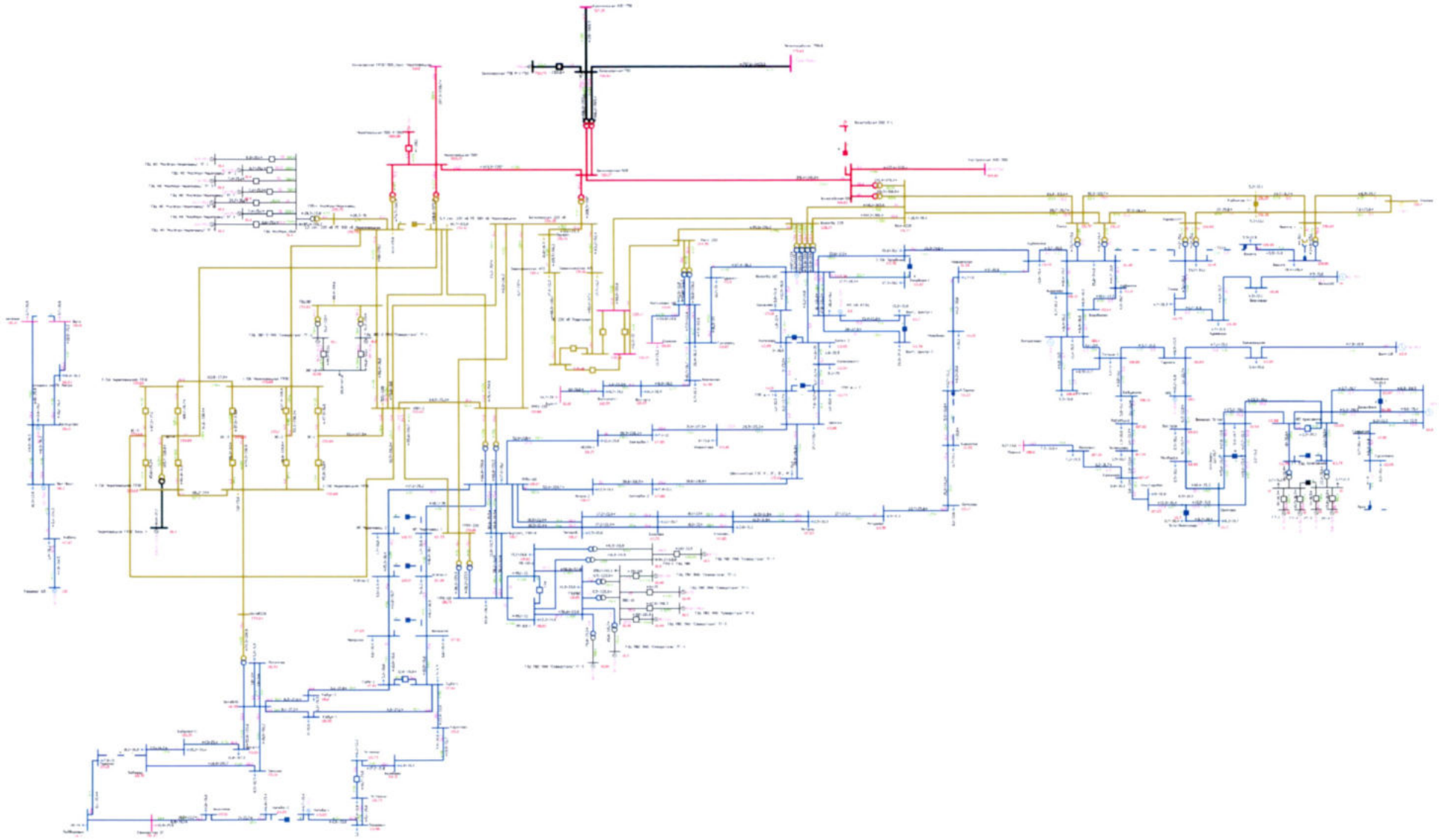


Рисунок П9. Режим зимних максимальных нагрузок 2023 года. Т=+5 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

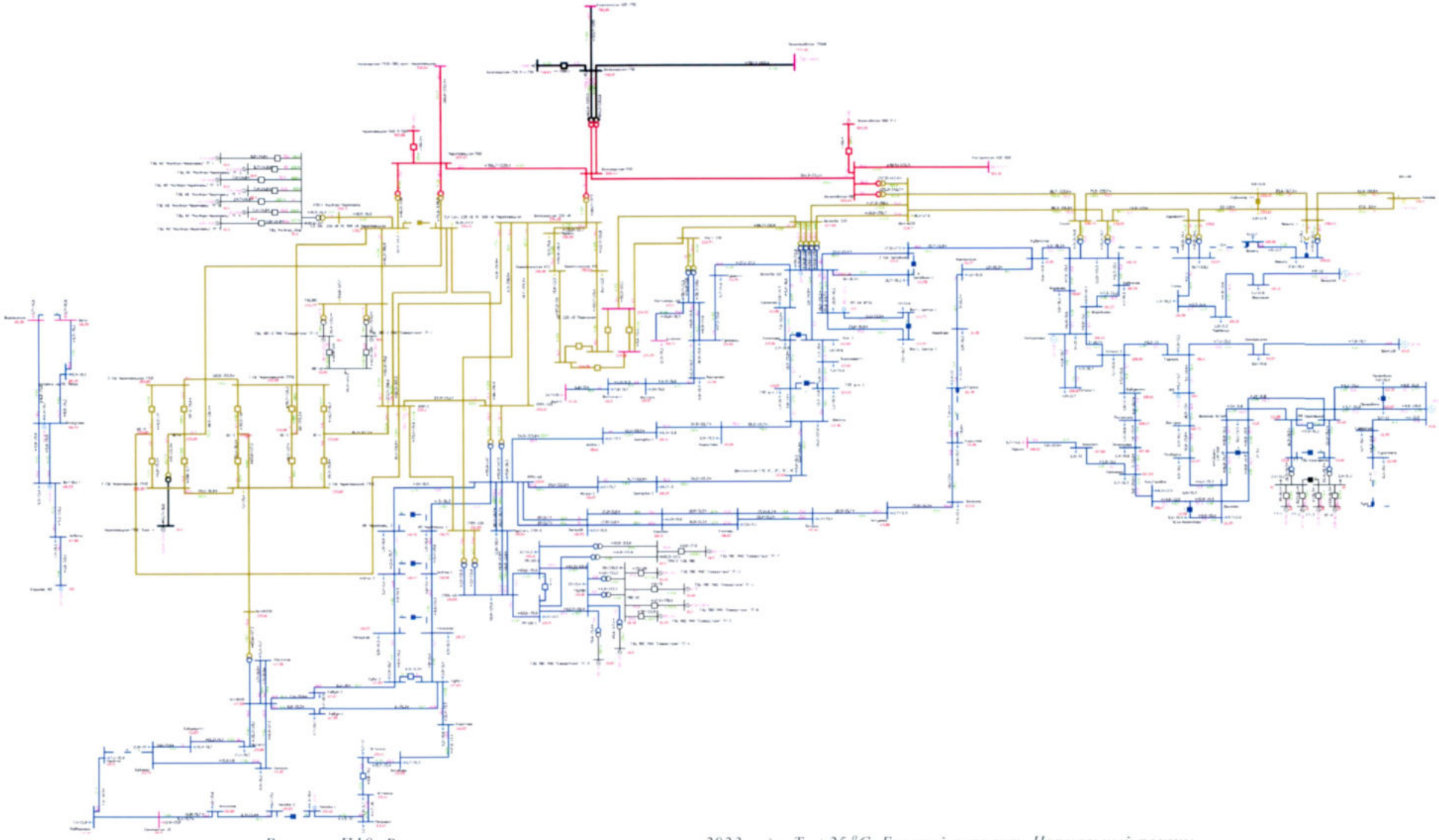


Рисунок П10. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Т=+25 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

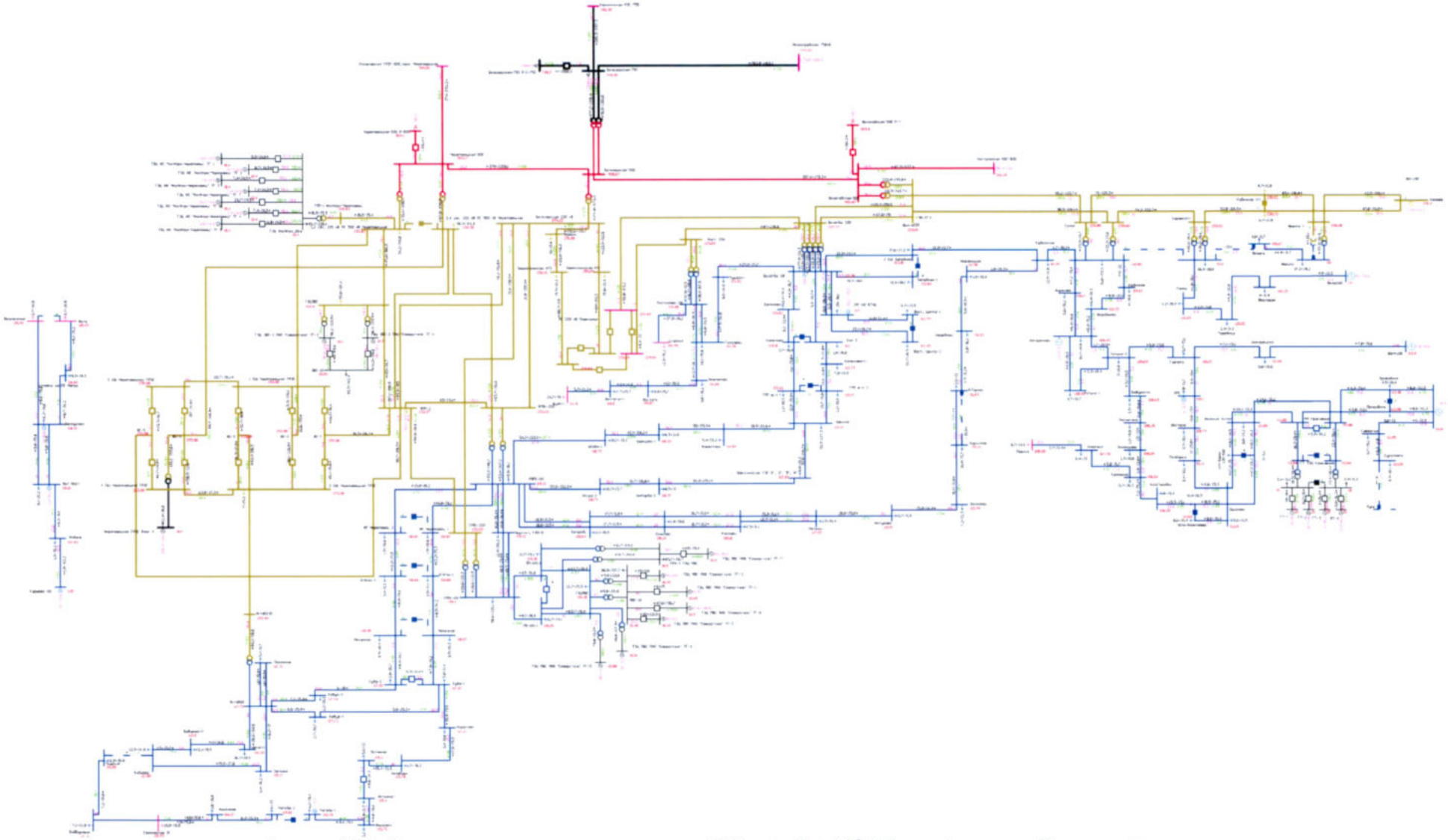


Рисунок П11. Режим летних максимальных нагрузок 2023 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

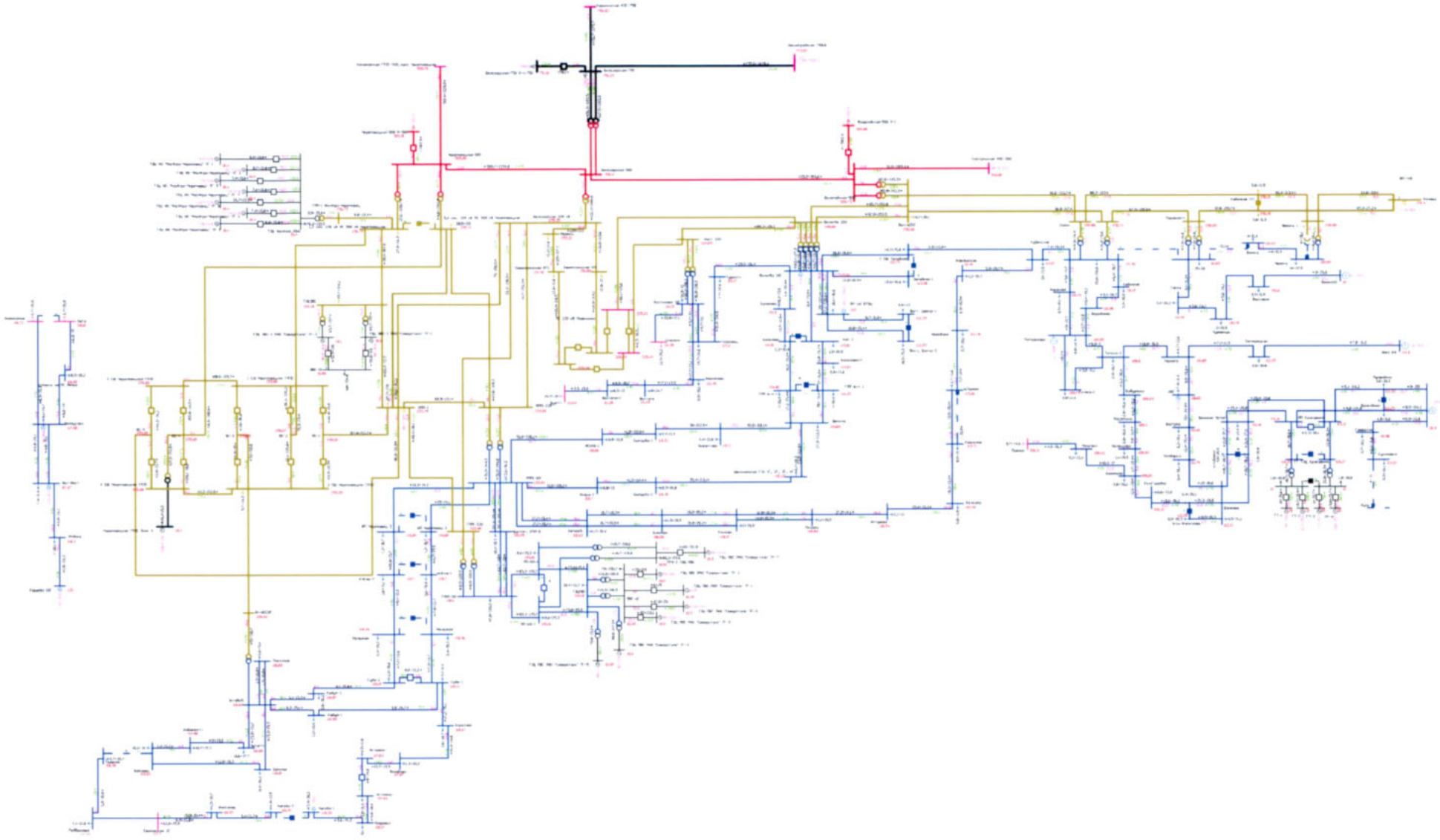


Рисунок П12. Режим летних минимальных нагрузок 2023 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

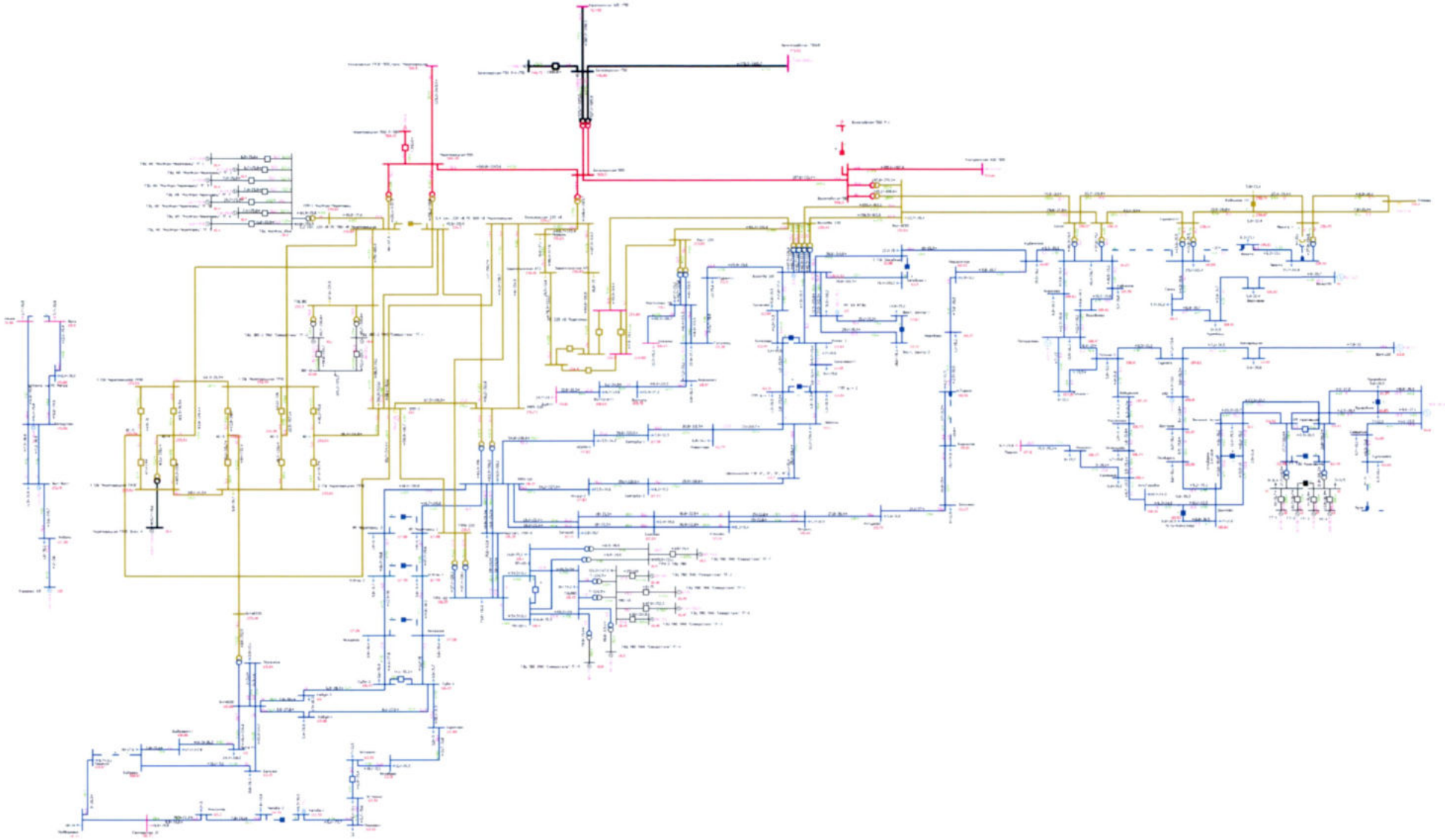


Рисунок П13. Режим зимних максимальных нагрузок 2024 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

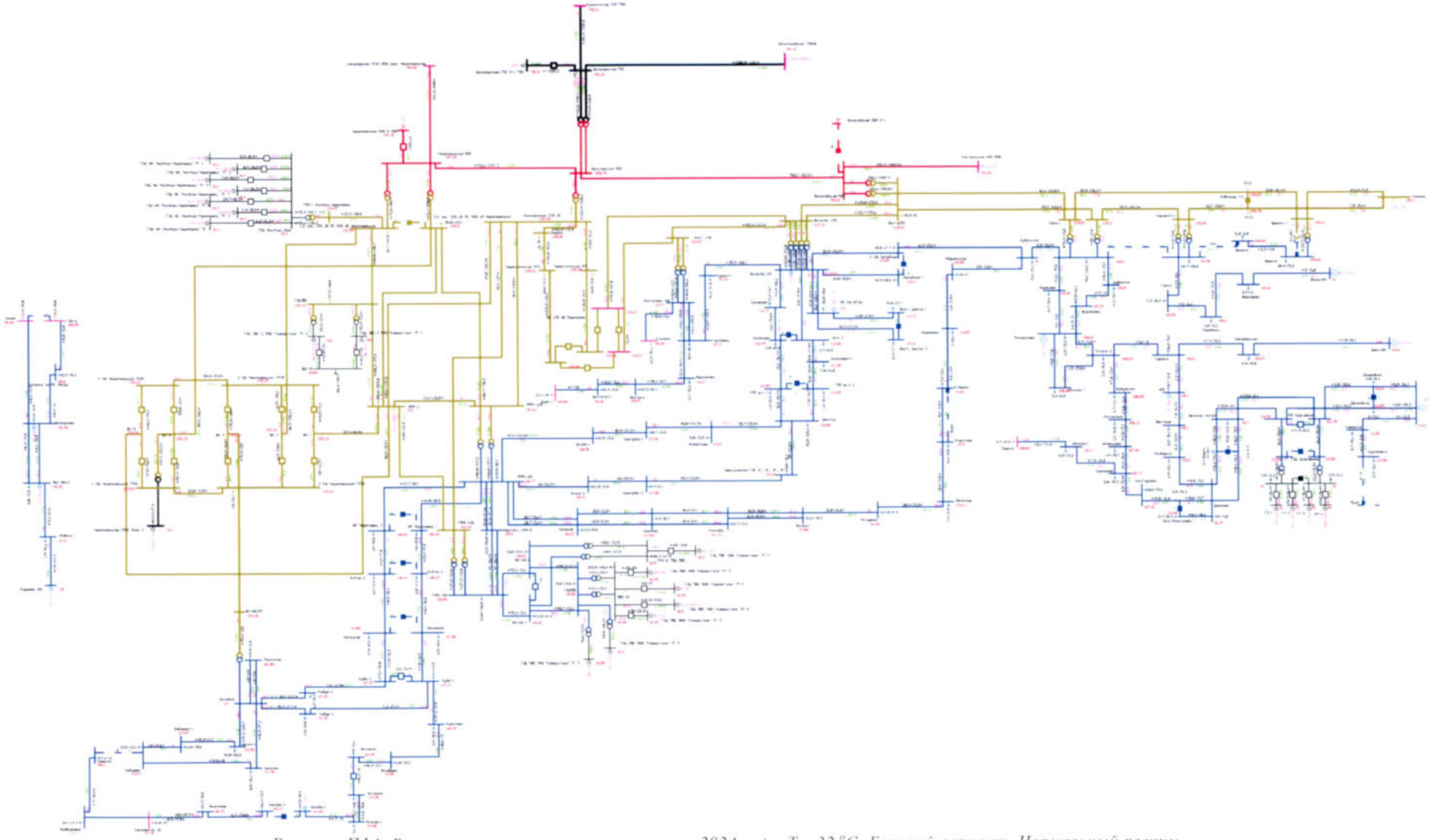


Рисунок П14. Режим зимних минимальных нагрузок 2024 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

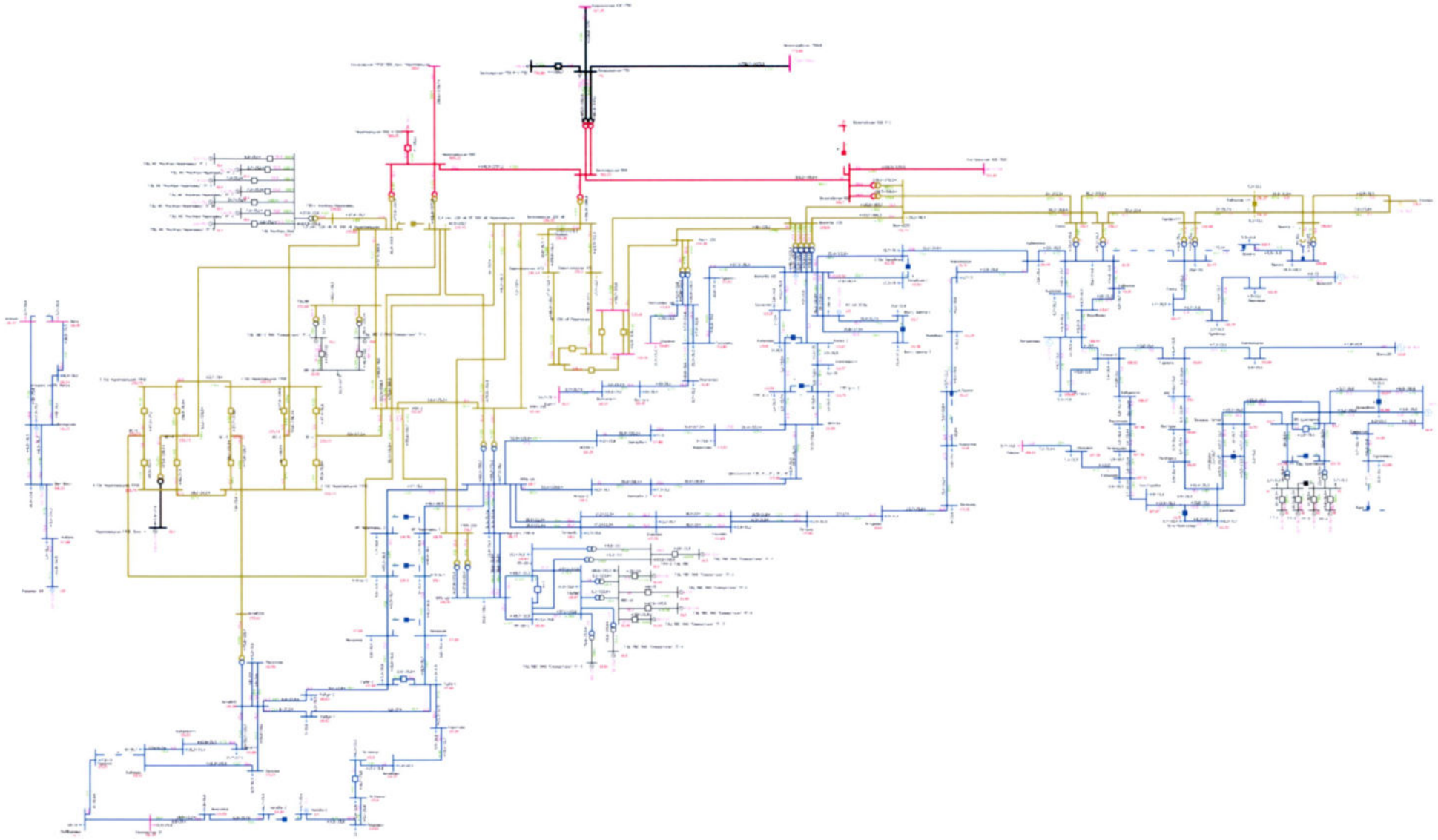


Рисунок П15. Режим зимних максимальных нагрузок 2024 года. Т=+5 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

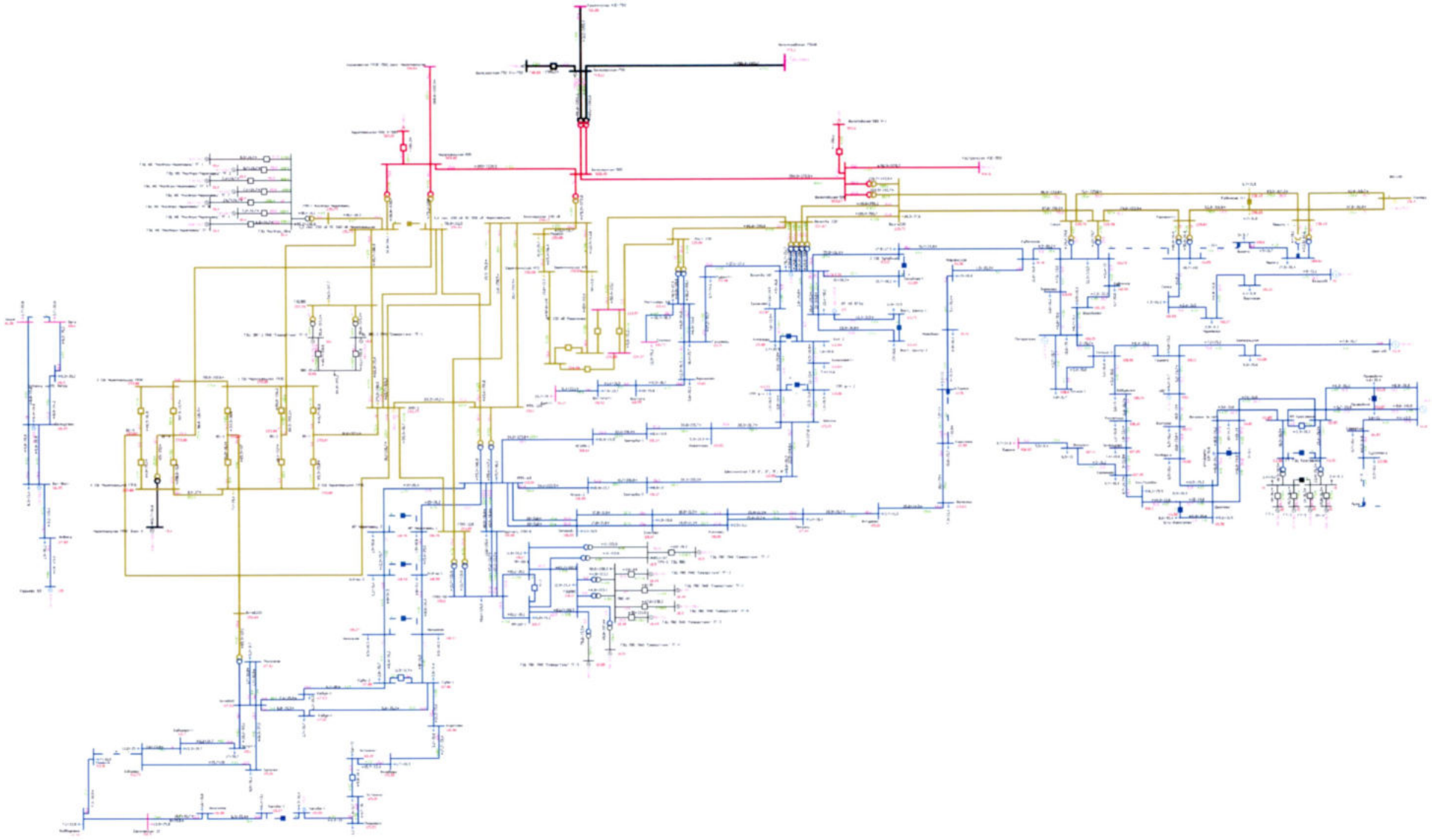


Рисунок П16. Режим летних максимальных нагрузок 2024 года. Т=+25 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

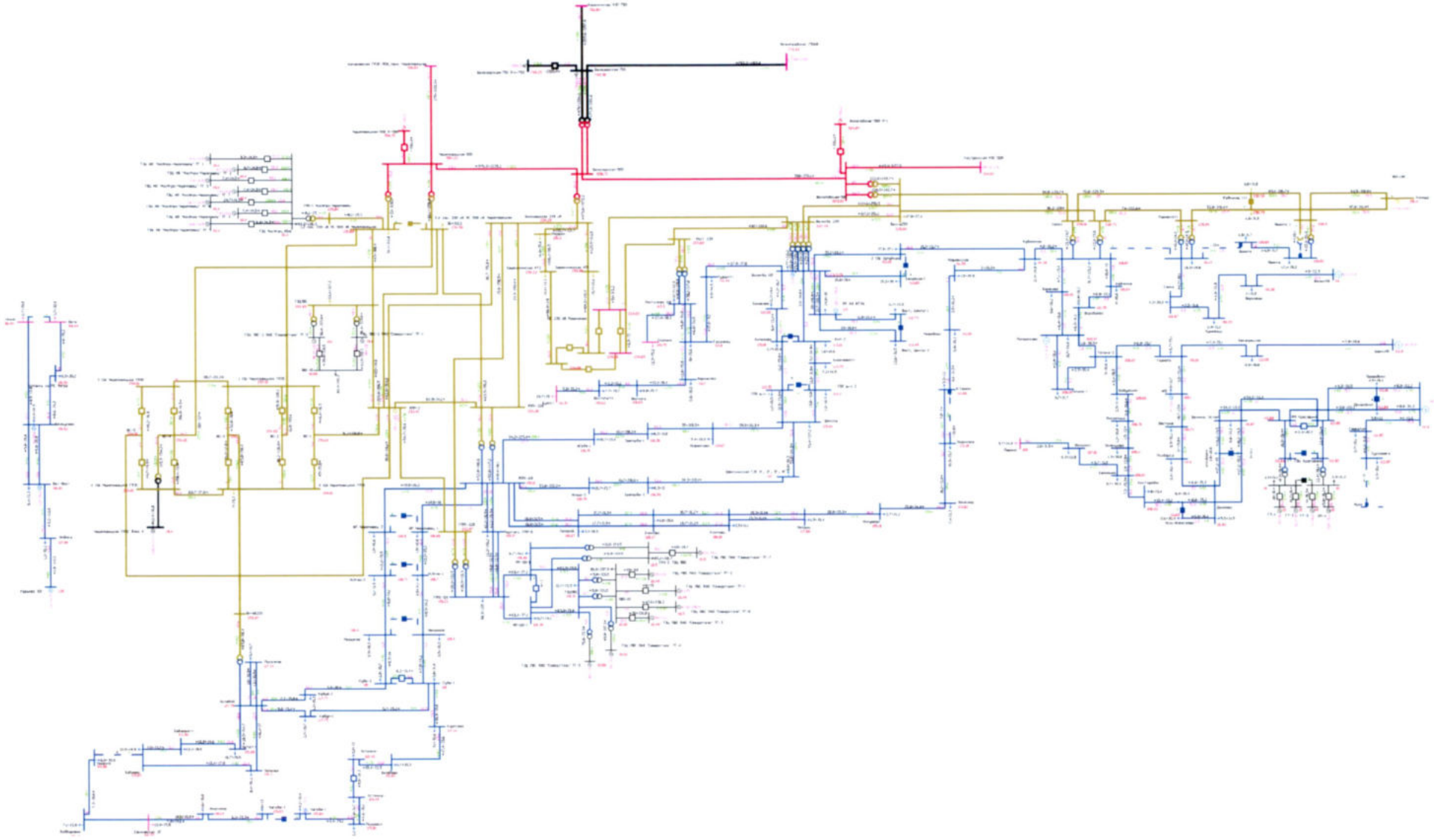


Рисунок П17. Режим летних максимальных нагрузок 2024 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

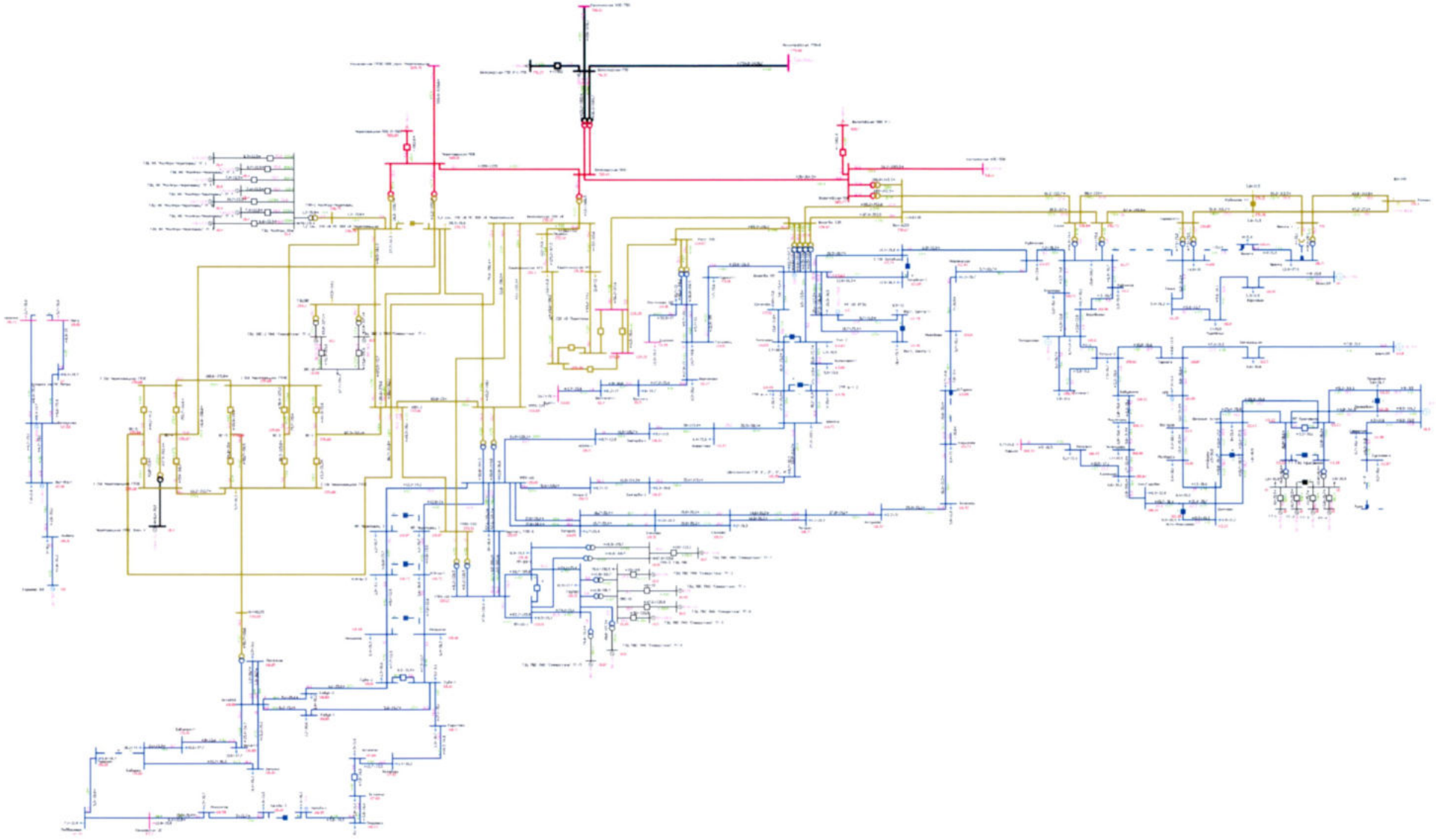


Рисунок П18. Режим летних минимальных нагрузок 2024 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

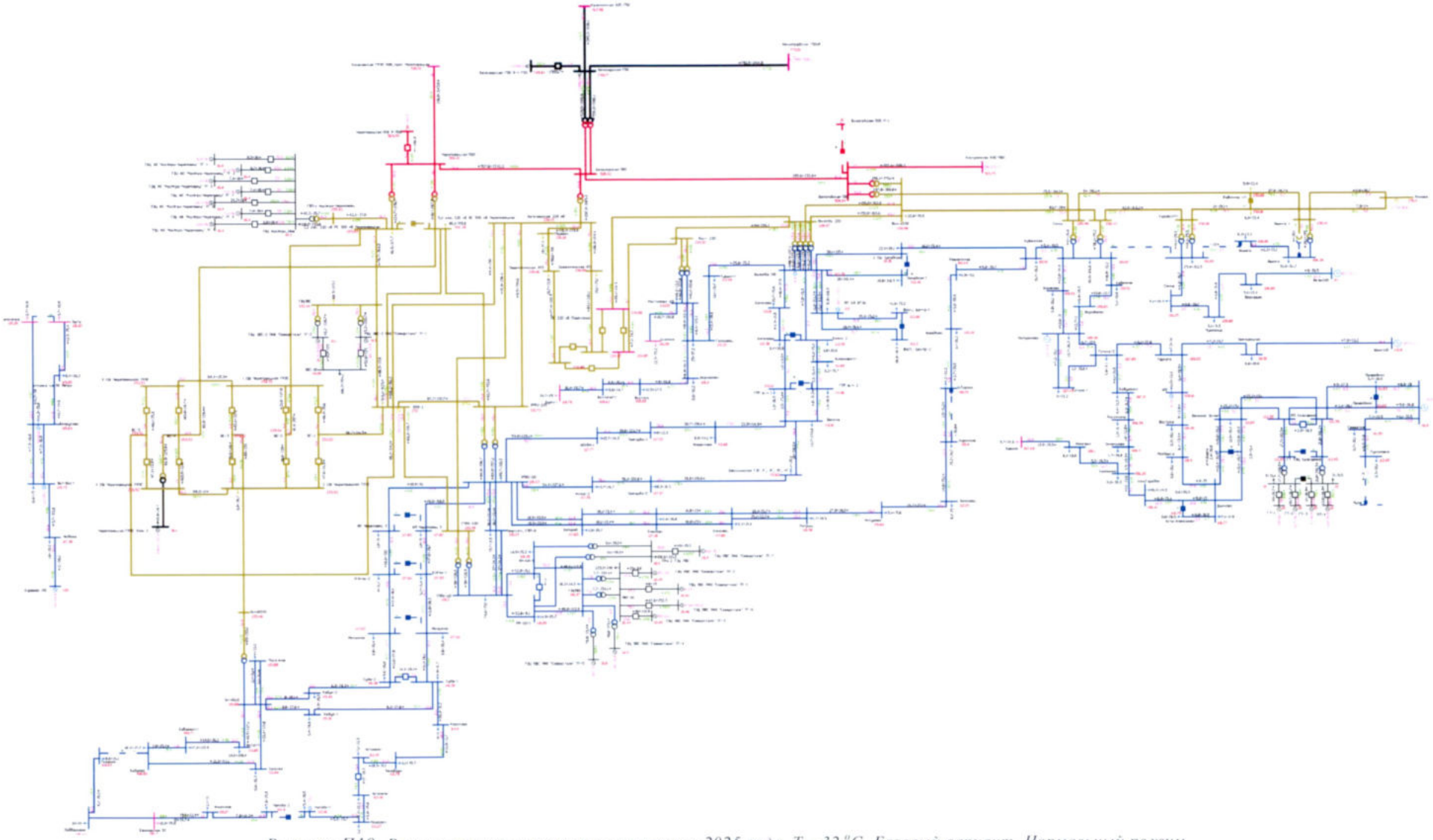


Рисунок П19. Режим зимних максимальных нагрузок 2025 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

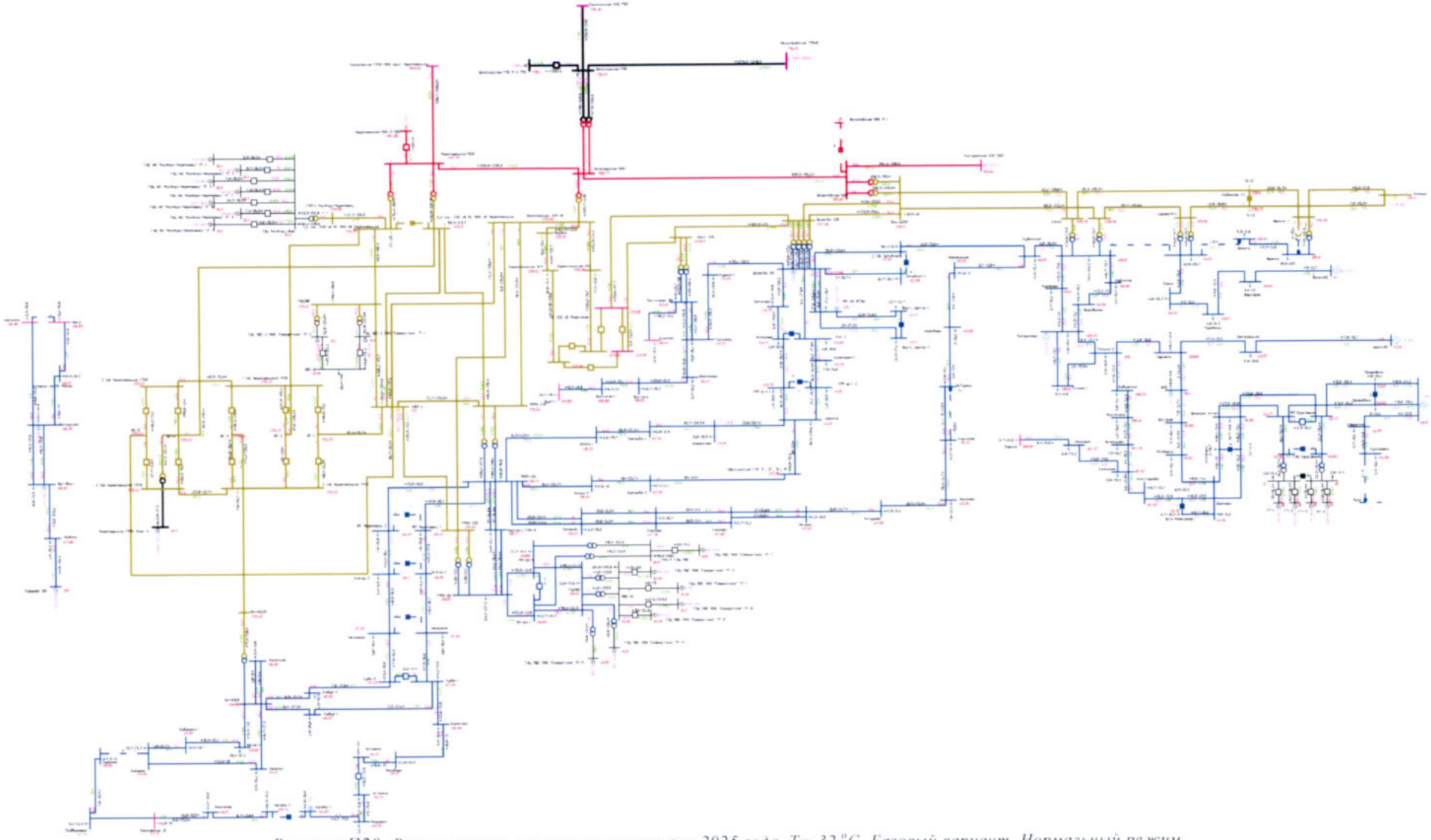


Рисунок П20. Режим зимних минимальных нагрузок 2025 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

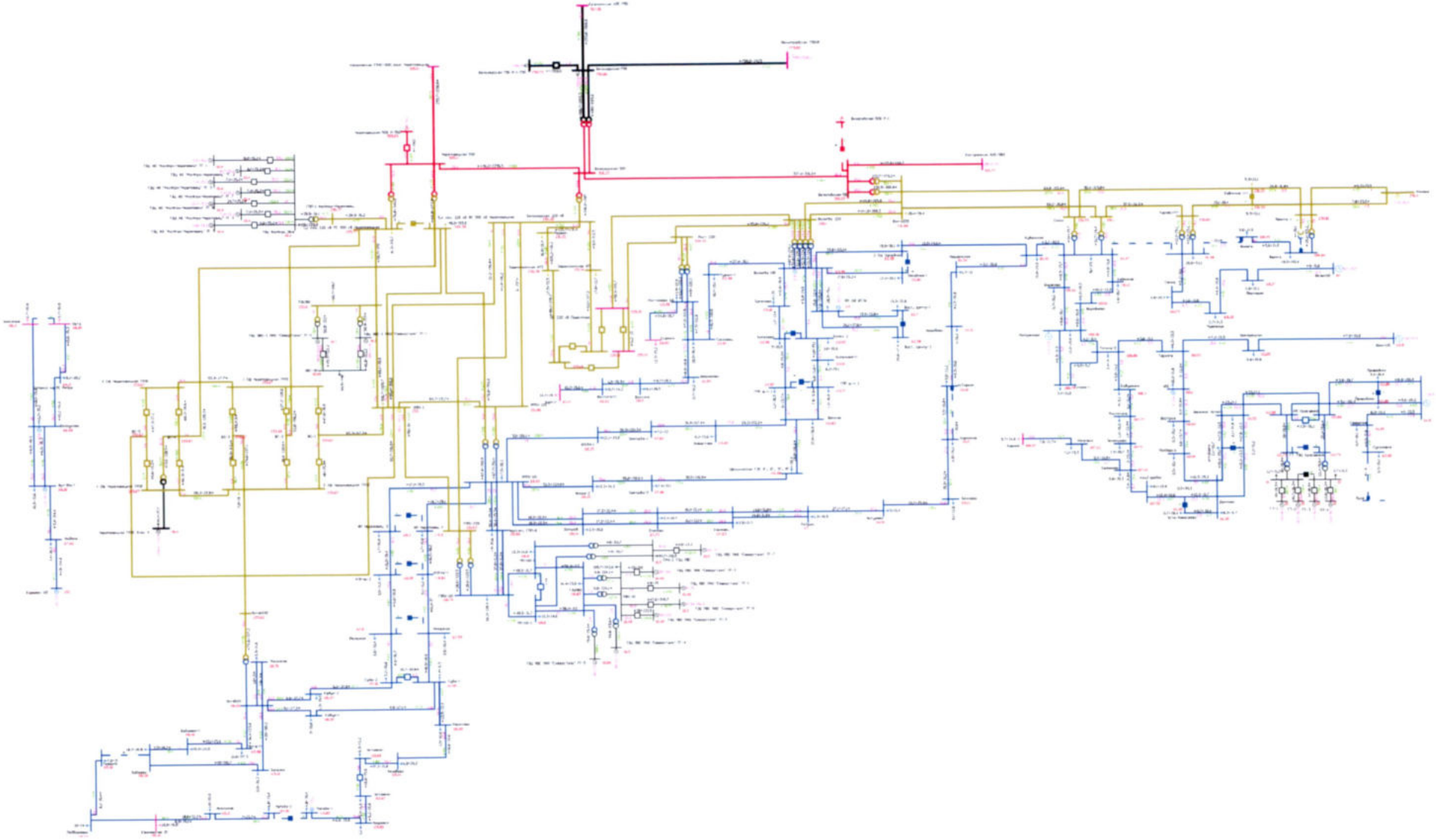


Рисунок П21. Режим зимних максимальных нагрузок 2025 года. Т=+5 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

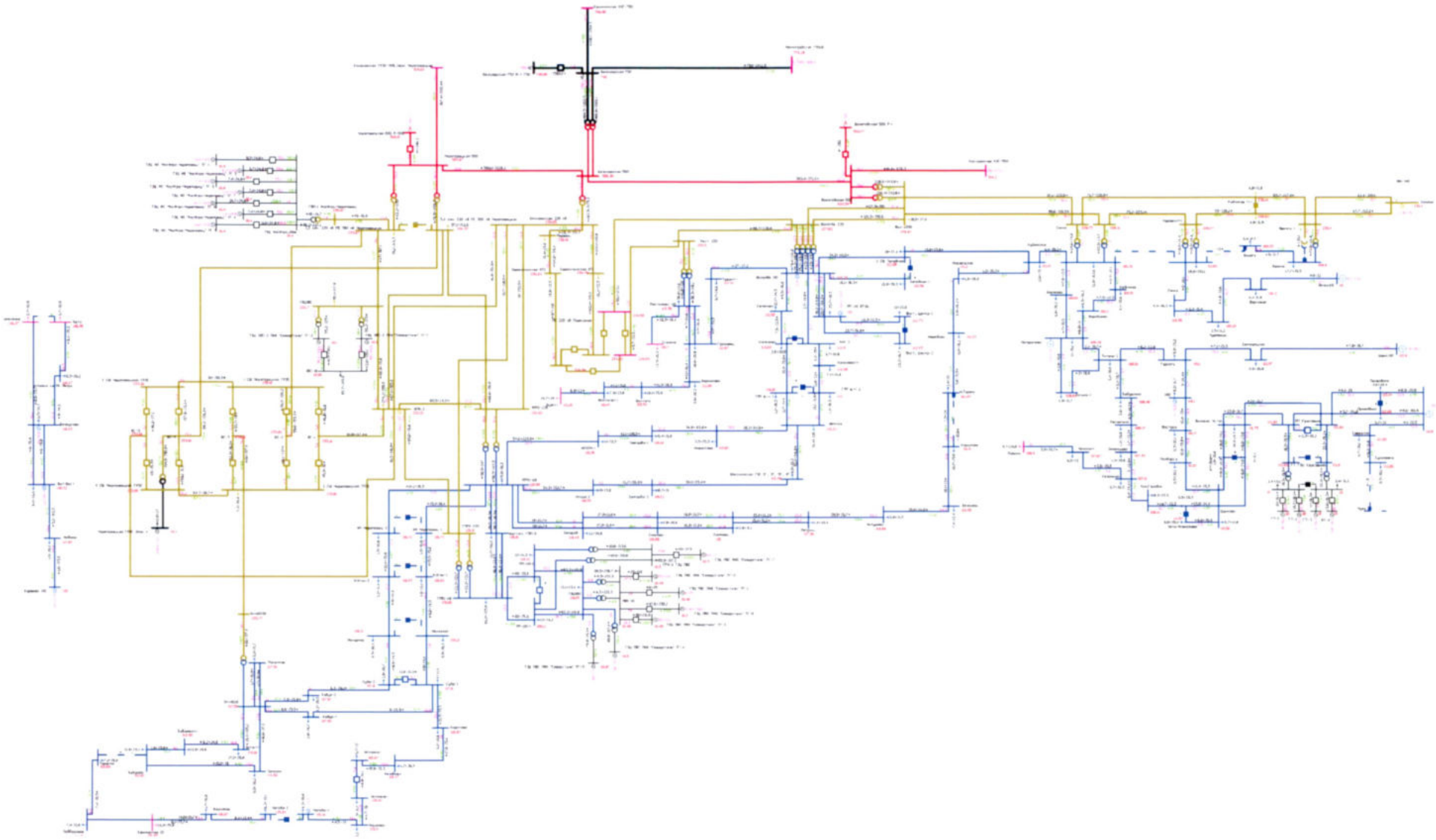


Рисунок П22. Режим летних максимальных нагрузок 2025 года. Т=+25 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

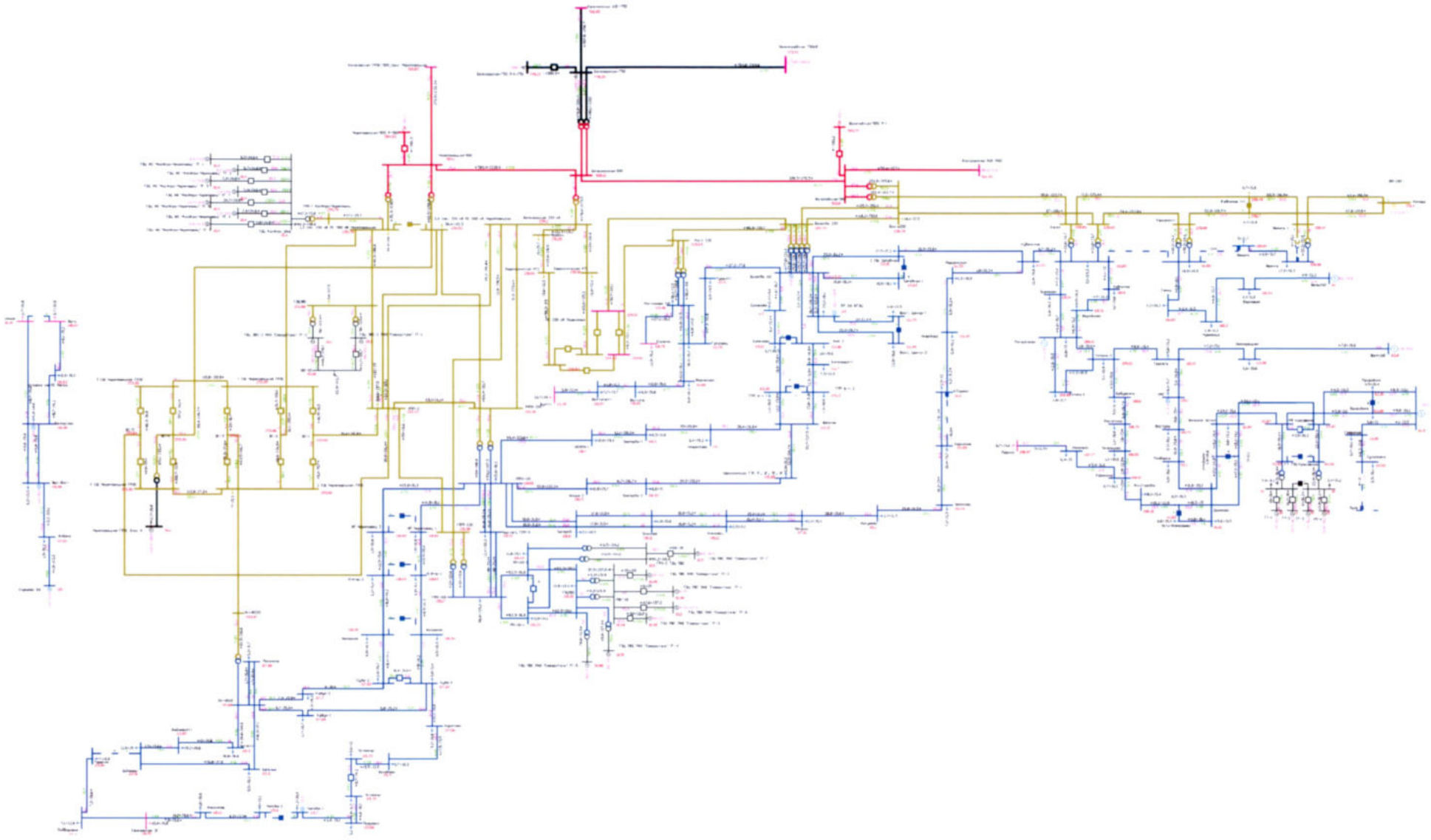


Рисунок П23. Режим летних максимальных нагрузок 2025 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

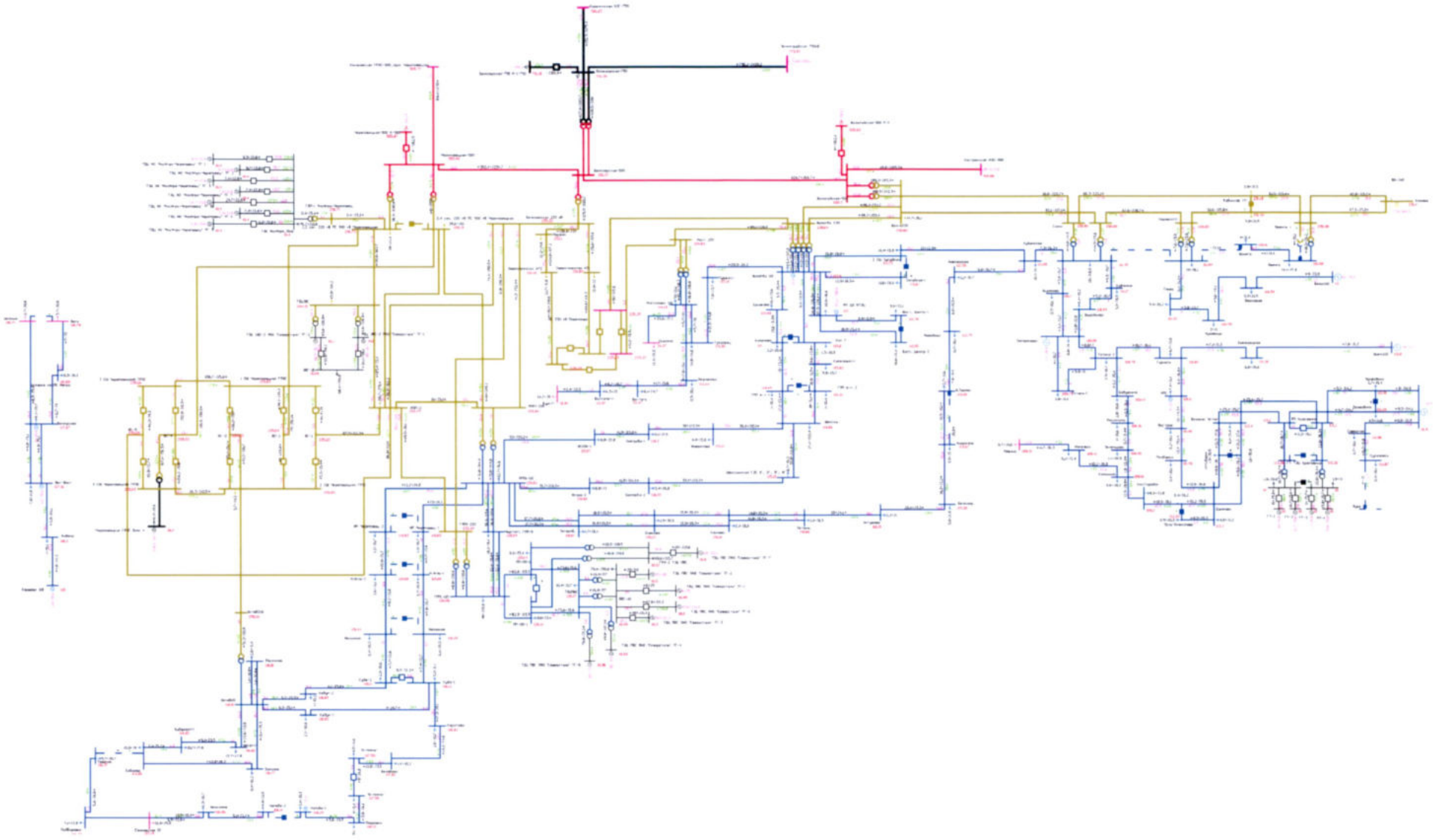


Рисунок П24. Режим летних минимальных нагрузок 2025 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

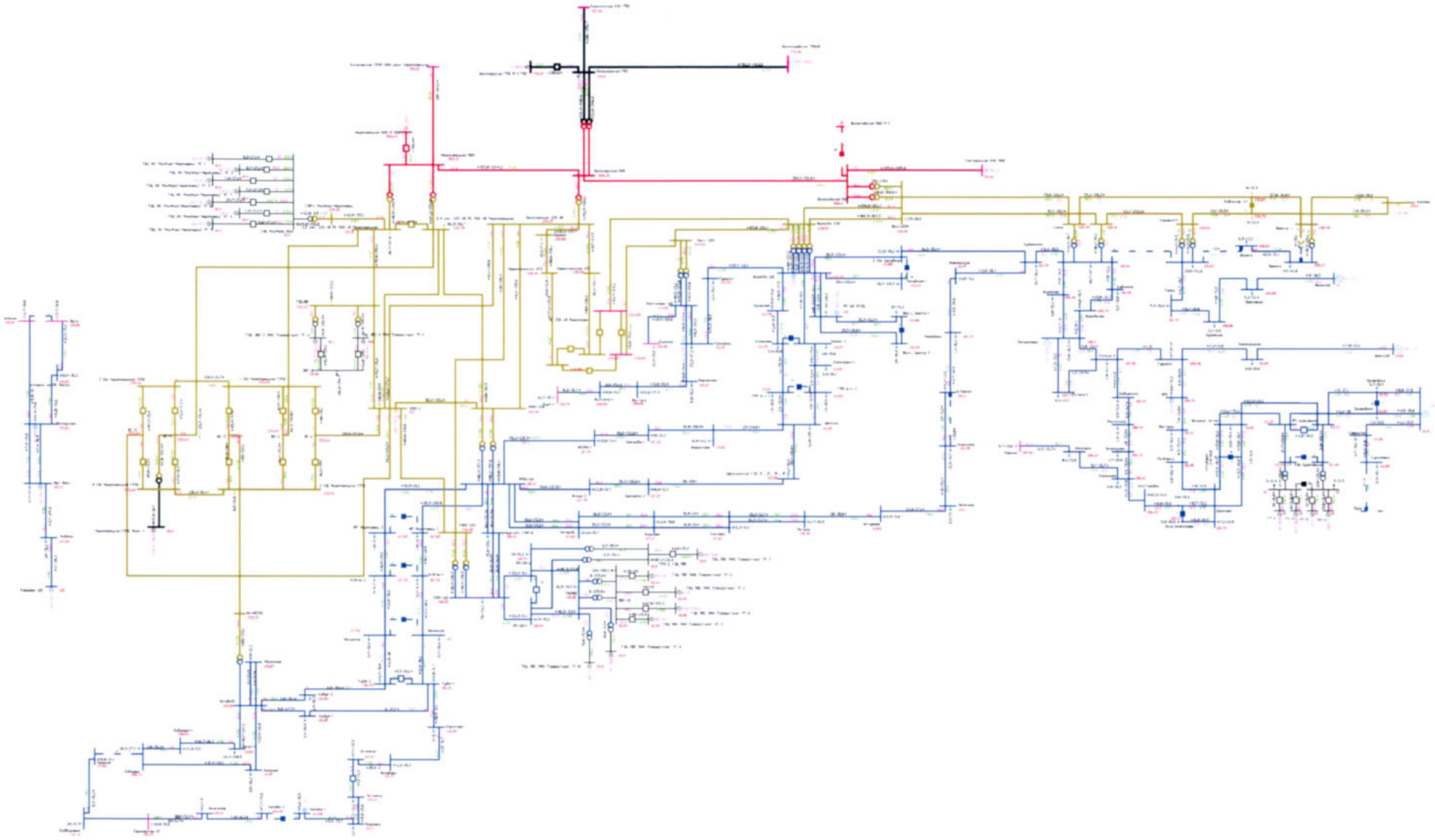


Рисунок П25. Режим зимних максимальных нагрузок 2026 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

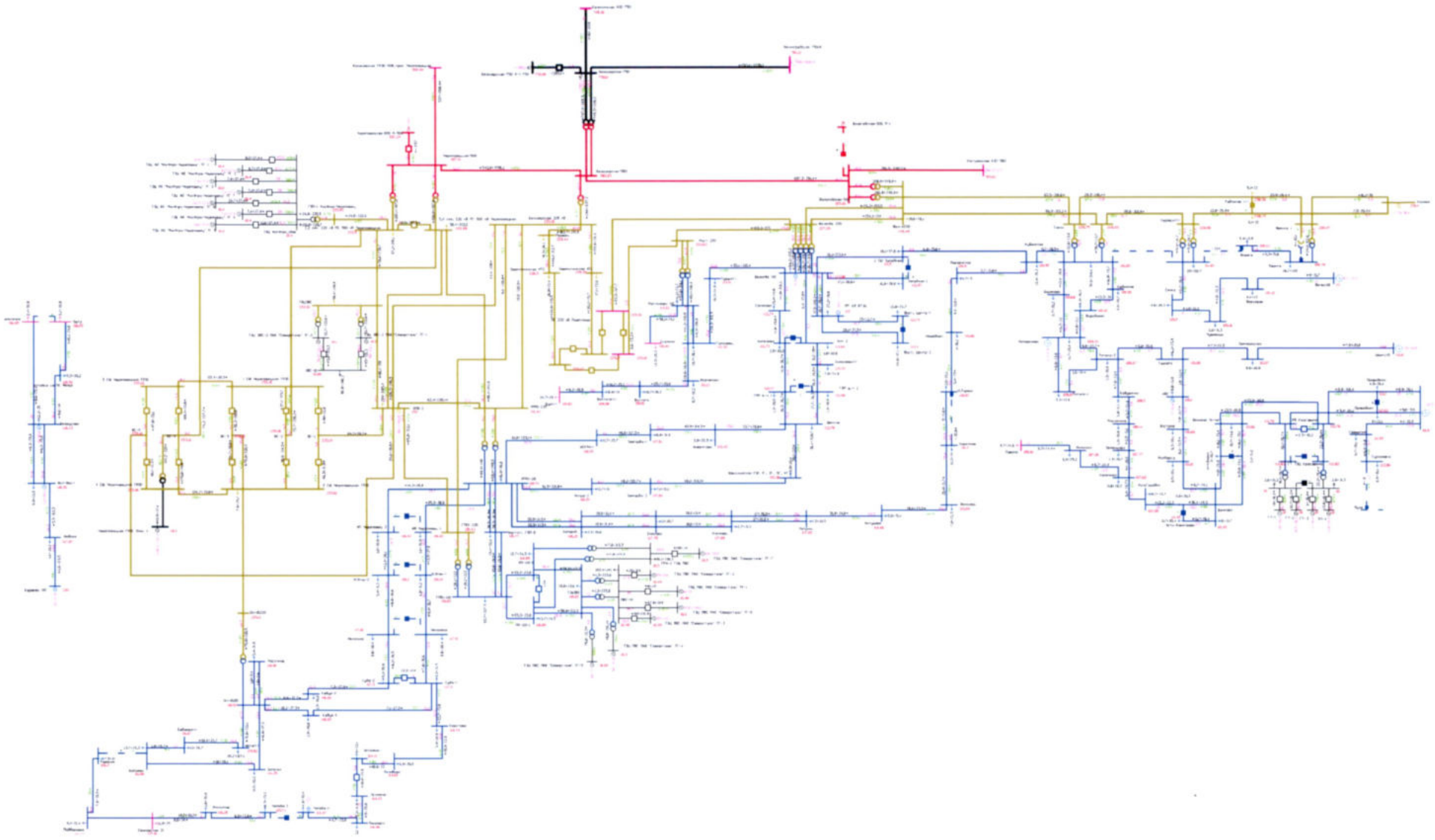


Рисунок П26. Режим зимних минимальных нагрузок 2026 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

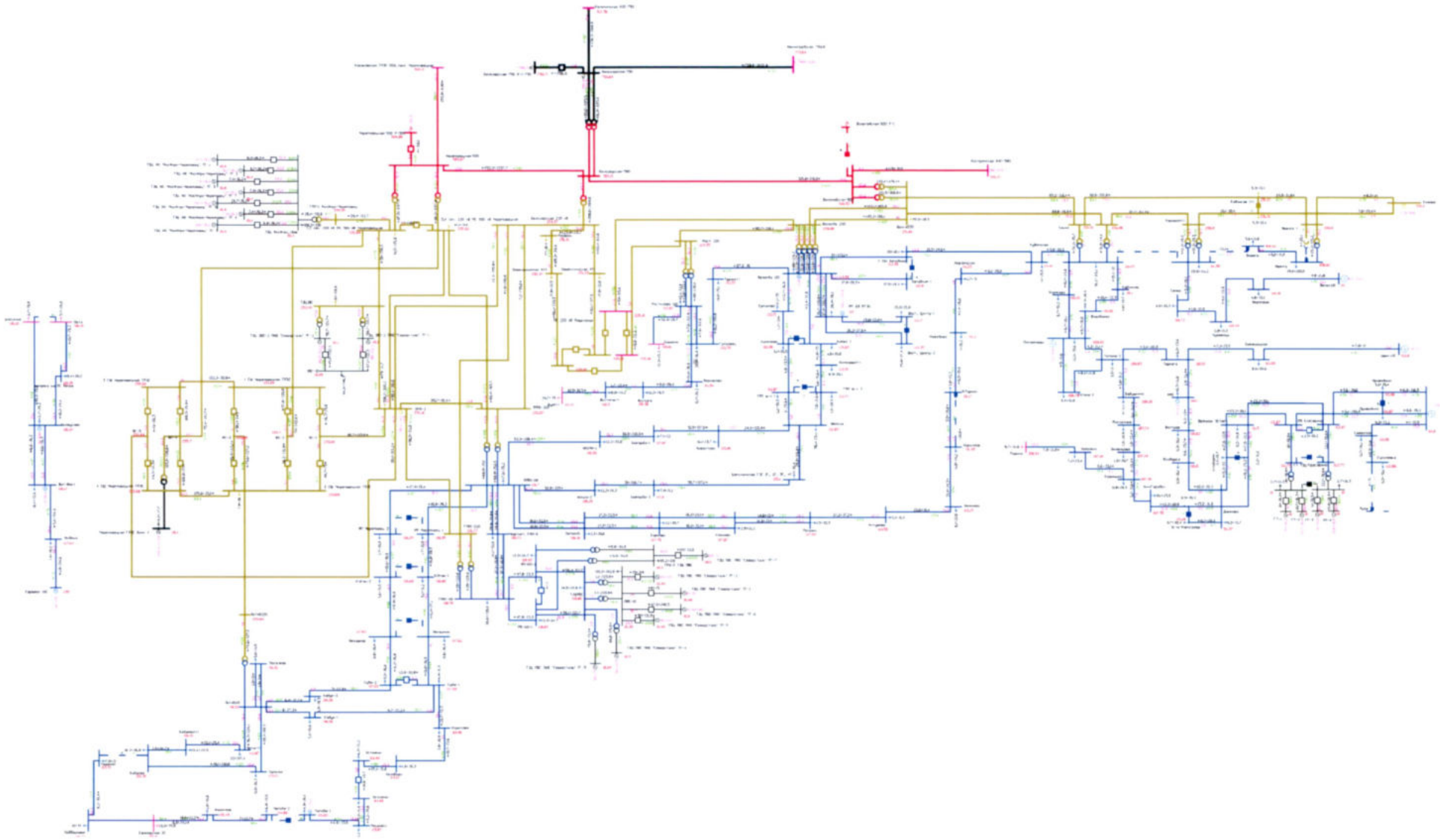


Рисунок П27. Режим зимних максимальных нагрузок 2026 года. Т=+5 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

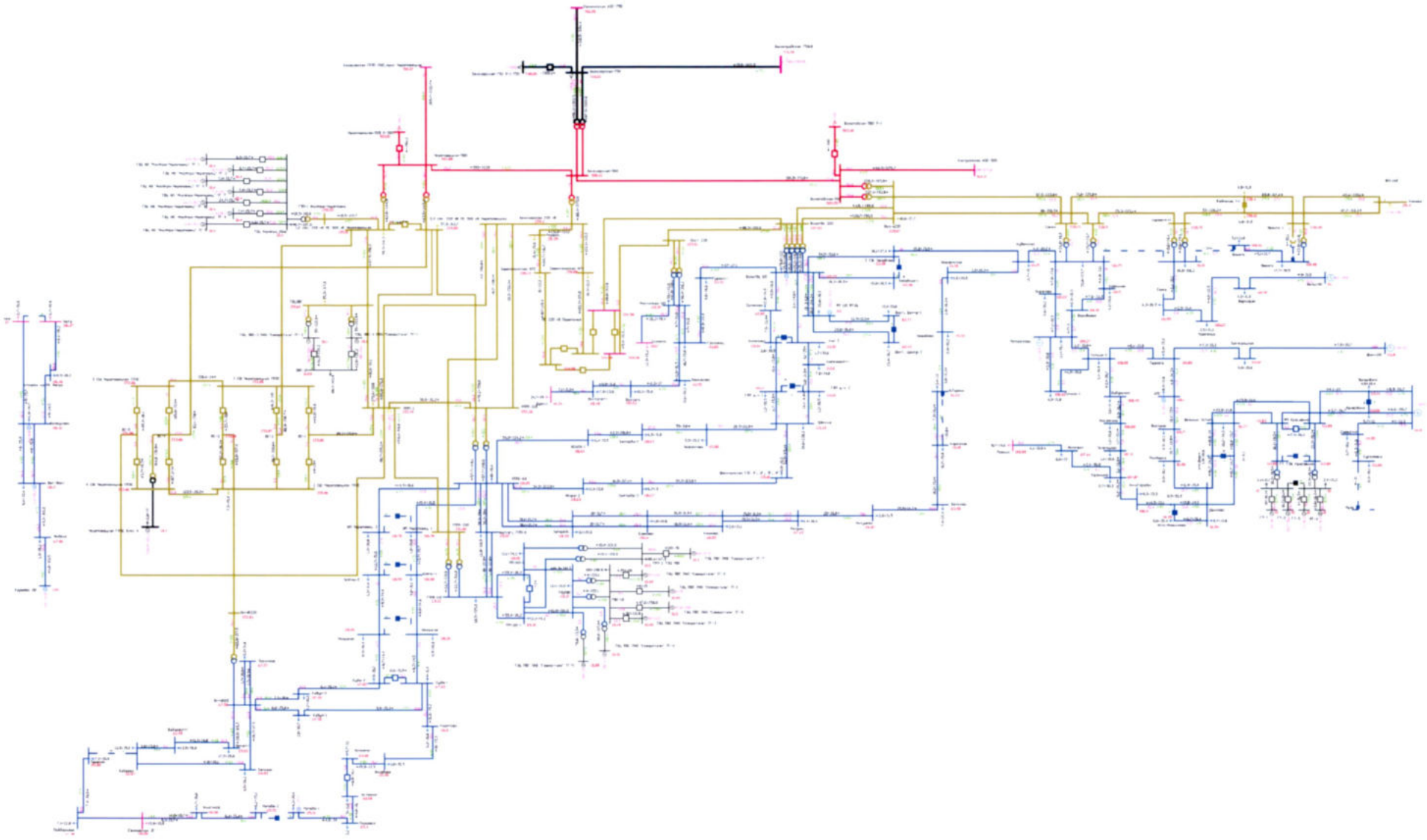


Рисунок П28. Режим летних максимальных нагрузок 2026 года. Т=+25 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

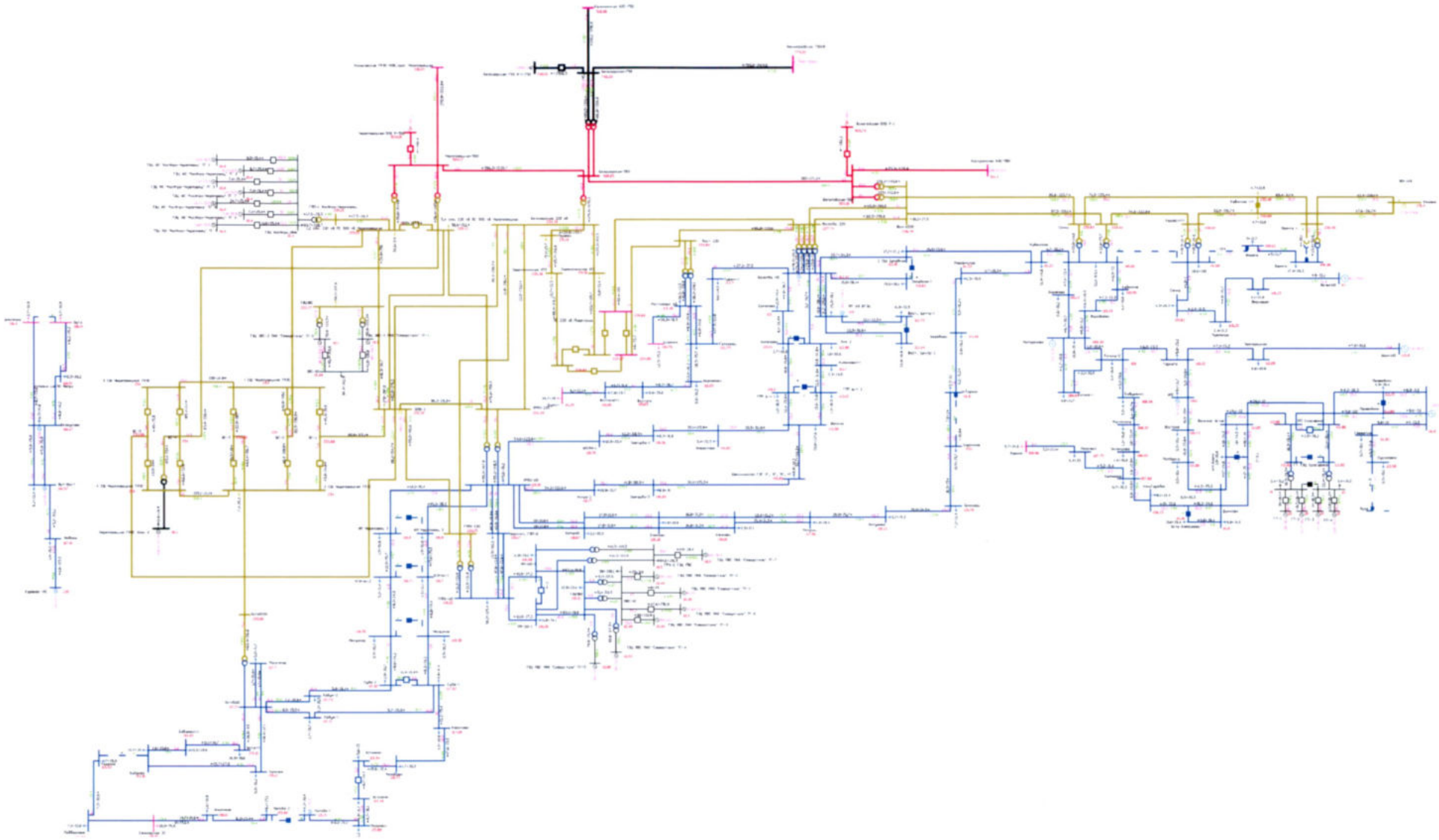


Рисунок П29. Режим летних максимальных нагрузок 2026 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

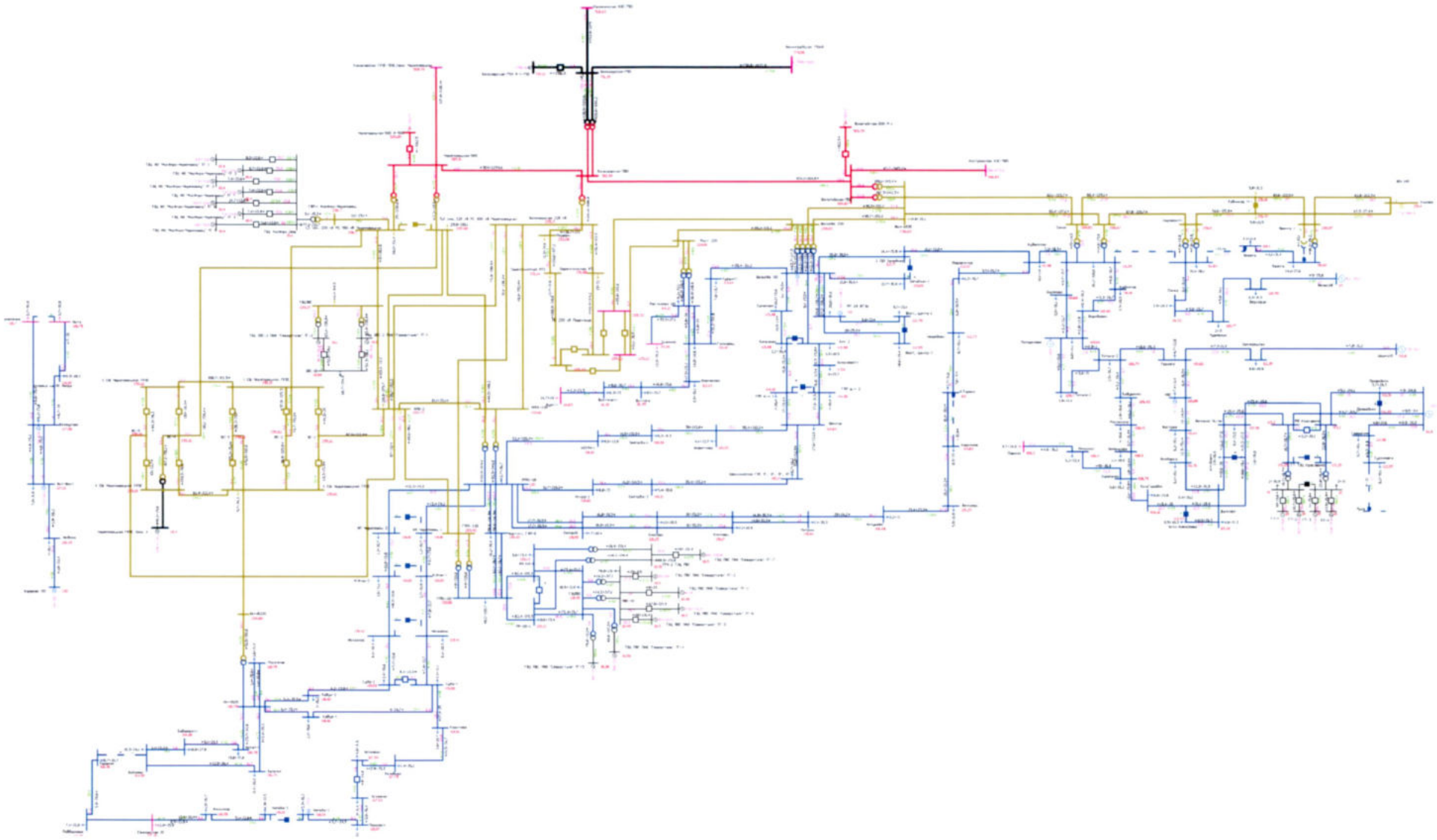


Рисунок П30. Режим летних минимальных нагрузок 2026 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

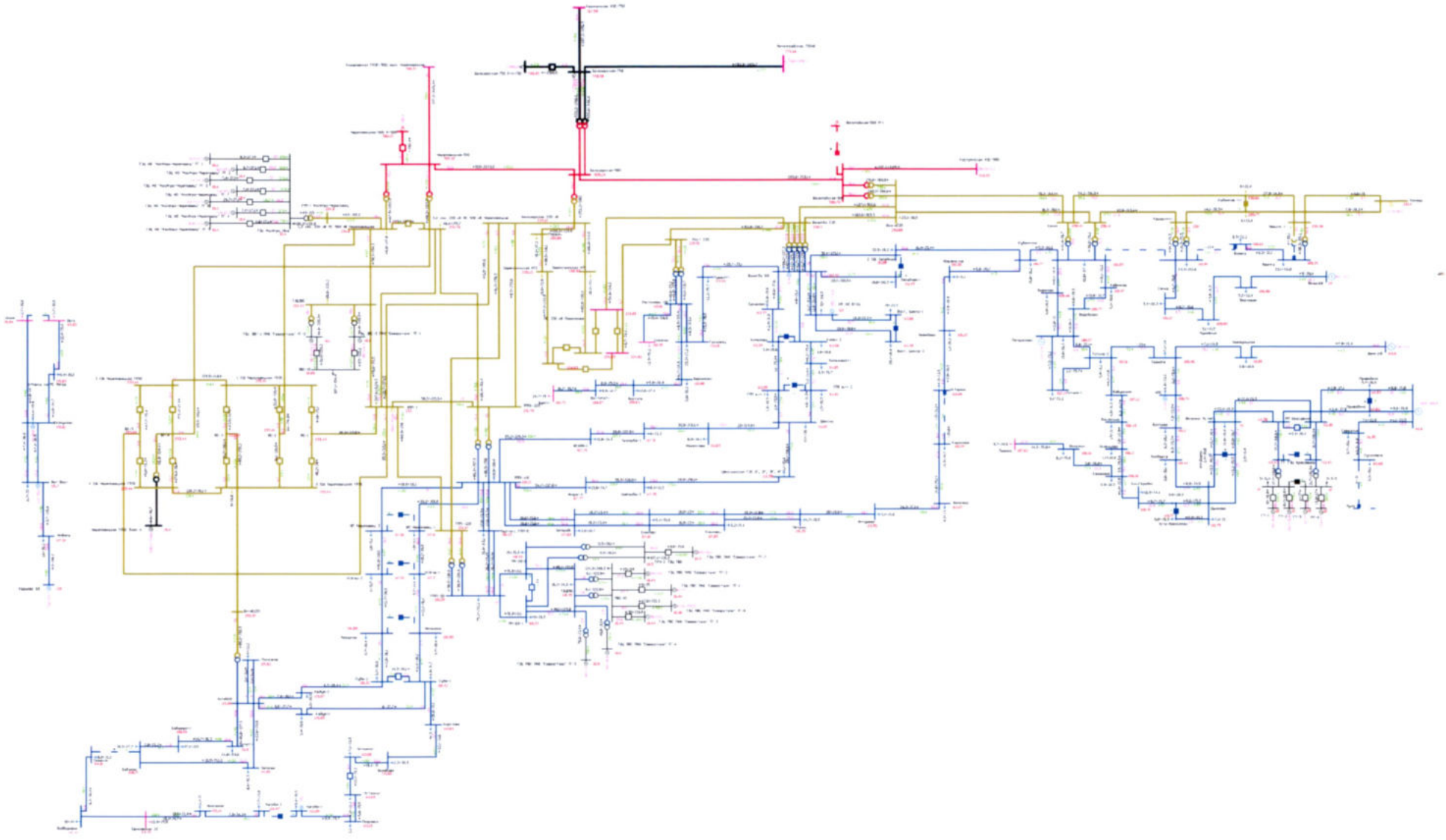


Рисунок П31. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

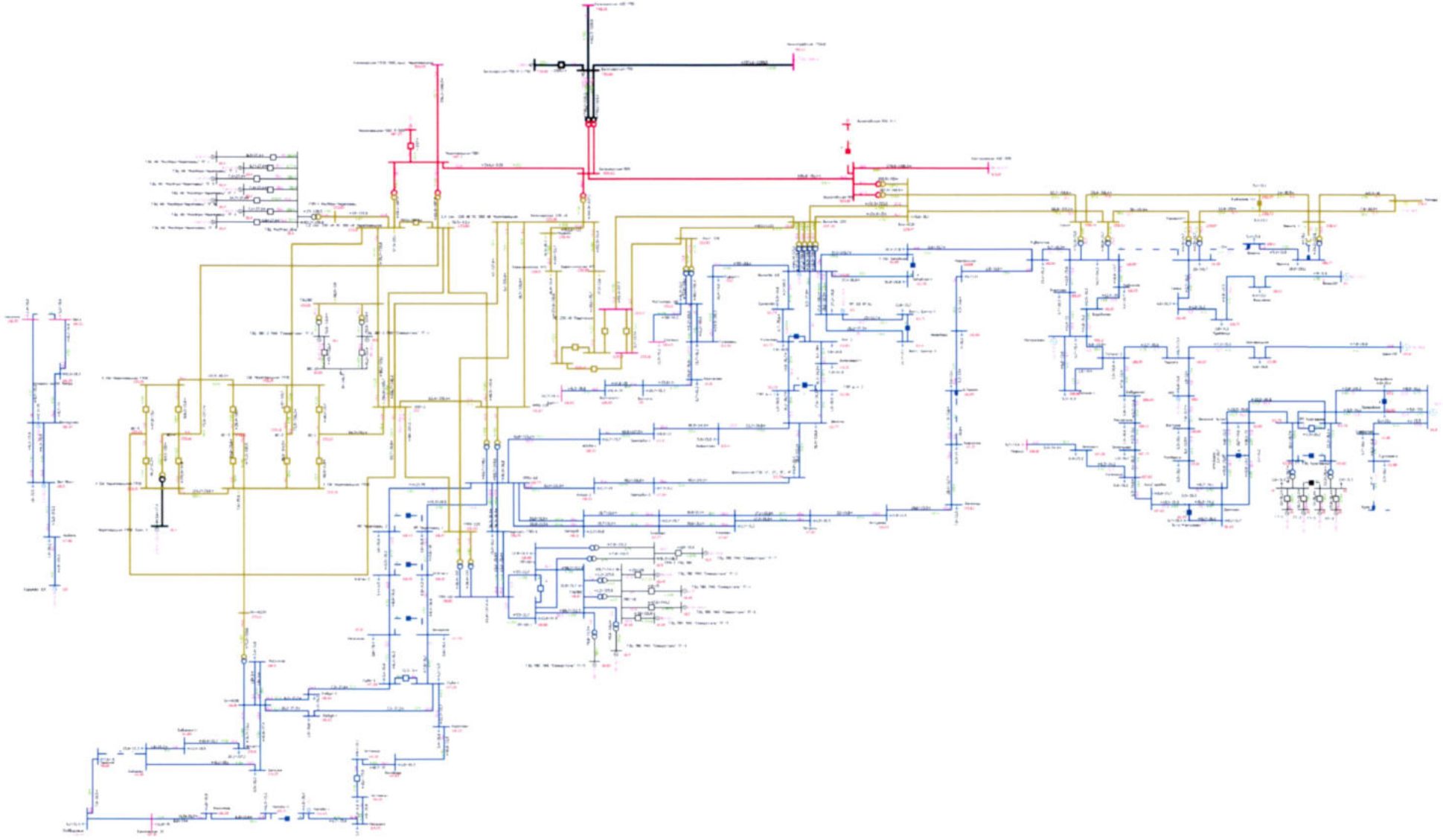


Рисунок П32. Режим зимних минимальных нагрузок 2027 года. Т=-32 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

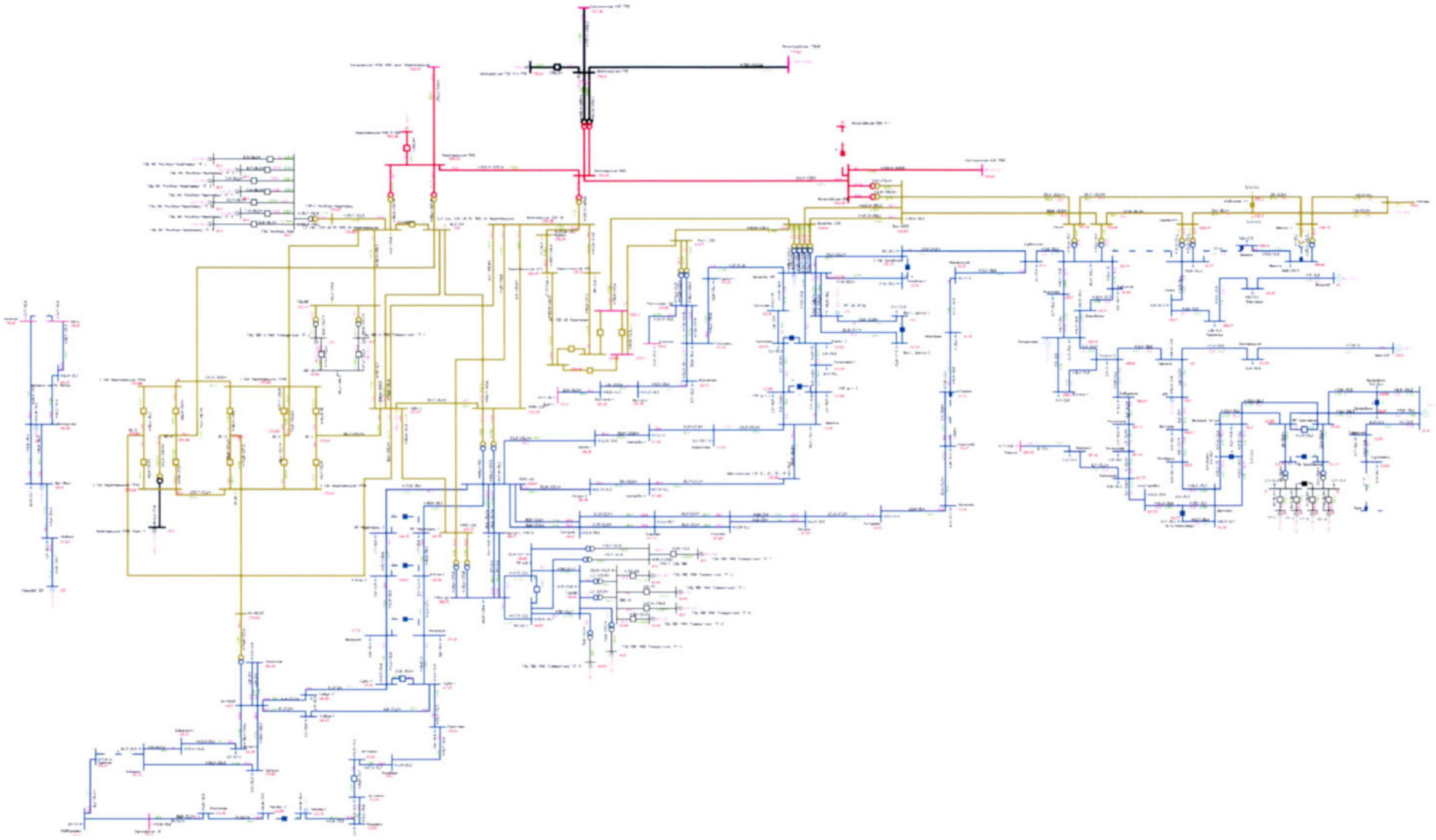


Рисунок П33. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года. Т=+5 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

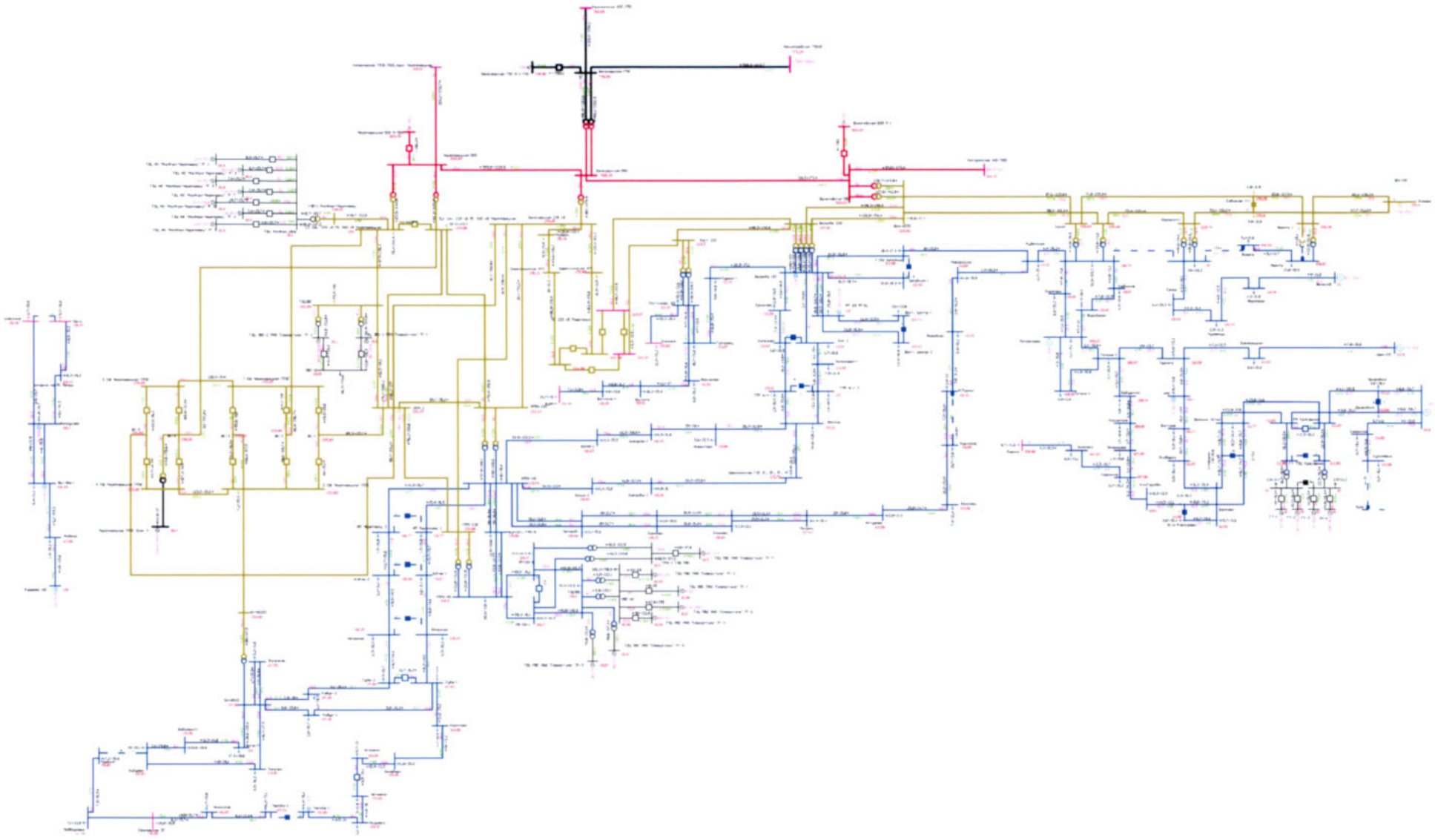


Рисунок П34. Режим летних максимальных нагрузок 2027 года. Т=+25 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

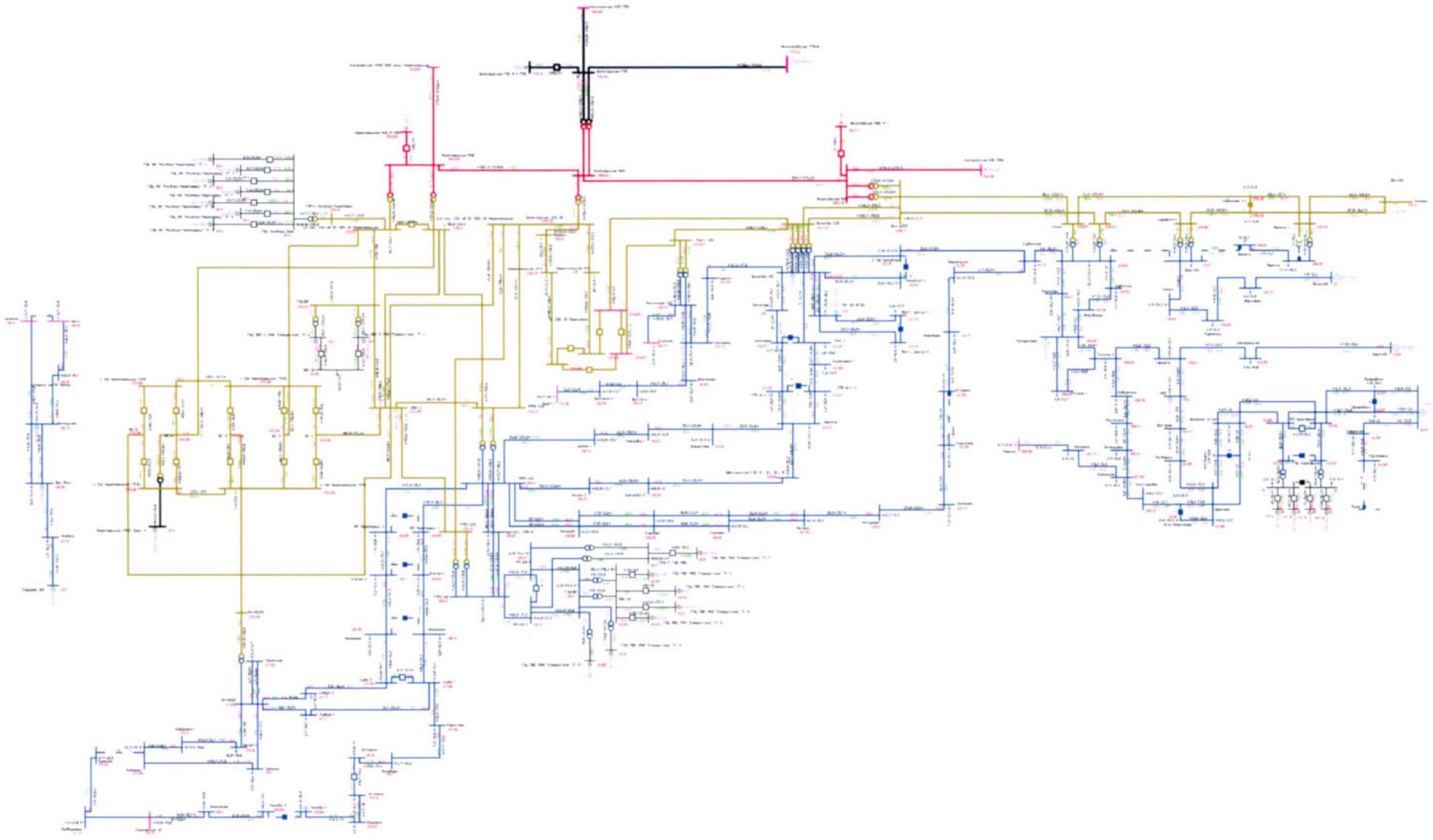


Рисунок П35. Режим летних максимальных нагрузок 2027 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

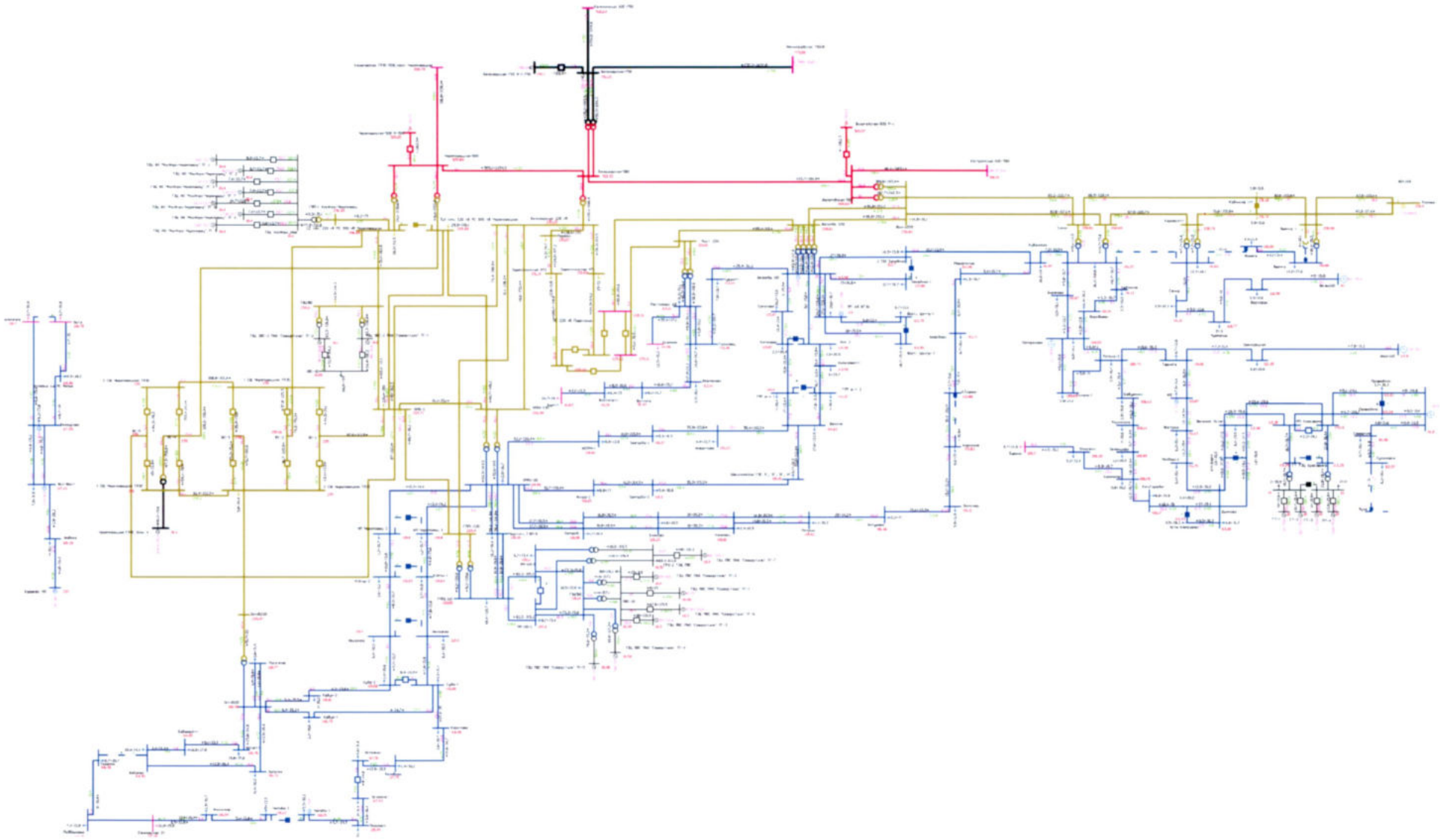


Рисунок П36. Режим летних минимальных нагрузок 2027 года. Т=+17 °С. Базовый вариант. Нормальный режим

Приложение 3.
Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощности более 670 кВА, рассматриваемых при определении необходимости повышения пропускной способности существующей электрической сети 110 кВ и выше

Утверждаю:

Заместитель Генерального директора –
директор филиала ПАО «МРСК
Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

_____ / В.Е.Луцкович/
(подпись) (расшифровка подписи)

«____» _____ 20___ г.

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Основание:	Заявка от 25.04.2019 № 26-01521Т/19
Заявитель	Общество с ограниченной ответственностью "Удалеспром"

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	КТП 10/0,4 кВ для электроснабжения завода. Вологодская обл, Бабушкинский р-н, п.Орманга, кад.№35:15:0201001:296.
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт,	900
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	585
1.5. Максимальная мощность присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт	1485
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	1*1000
1.7.Характеристика электрической нагрузки	Промышленная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Вторая
1.9. Объем аварийной и технологической брони	Не заявлено
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	10 кВ

2. Схема приема мощности

2.1. Центр питания	ПС 110/35/10 кВ Бабушкино.
2.2. Точки присоединения	Основное питание: Опора №2 отпайки ВЛ 10 кВ «Бабушкинский ЛПХ» от ВЛ 10 кВ «ХДСУ» Резервное питание: Концевая опора вновь строящегося участка ВЛ 10 кВ от опоры №42 ВЛ 10 кВ «МКСО»
2.3. Точка общего присоединения *Основное питание* *Резервное питание*	Основное питание: ВЛ 10 кВ «ХДСУ» Резервное питание: ВЛ 10 кВ «МКСО»
2.3. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности *Резервное питание*	Основное питание: контактные соединения проводов на опоре №2 отпайки ВЛ 10 кВ «Бабушкинский ЛПХ» от ВЛ 10 кВ «ХДСУ» ПС 110/35/10 кВ Бабушкино. Резервное питание: контактные соединения проводов на концевой опоре вновь строящегося участка ВЛ 10 кВ от опоры №42 ВЛ 10 кВ «МКСО» ПС 110/35/10 кВ Бабушкино.

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети.
3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации:
Не требуется
3.1.2. Новое строительство.
- Строительство участка ВЛ 10 кВ от опоры №42 ВЛ 10 кВ МКСО до вновь устанавливаемой ТП 10/0,4 кВ заявителя (ориентировочная протяженность 78 м). Провод на ВЛ 10 кВ принять изолированный, опоры ж/бетонные или деревянные из пропитанной древесины, согласно действующих типовых проектов.
3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную)
3.2.1 Выполнить расчет и при необходимости наладку устройств РЗА ВЛ 10 кВ "ХДСУ", ВЛ 10 кВ «МКСО»
3.2.2. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графика временного отключения потребления.
3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ.
3.3.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется.
Не требуется
3.3.2. Новое строительство.
Не требуется.
3.4.Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.
3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется.
3.4.2. Новое строительство не требуется.
3.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения): не требуется.

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности:
4.1.1 Установка ТП 10/0,4 кВ в границах участка заявителя. Тип ТП, число и мощность трансформаторов определить проектом, исходя из расчета проектируемой нагрузки.

4.2. Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.
4.2.1. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.
4.2.2. Предусмотреть устройства автоматического отключения приёмников электроэнергии при снижении частоты или напряжения в прилегающей электрической сети, а также, по командам устройств противоаварийной автоматики.
4.3. Требования по учету электрической энергии.
- Коммерческий учет электроэнергии должен быть выполнен в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями главы 10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442;
- Приборы учета электроэнергии должны быть установлены на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя и филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».
- С целью обмена показаниями расчетных приборов учета, включая предоставление удаленного доступа для получения данных систем учета между субъектами розничного рынка рекомендуется обеспечить интеграцию прибора учета в АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.
- Для учета электрической энергии подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять получасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности 0,5S и выше, обеспечивающие хранение данных о получасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в систему учета.
4.3.1 Требования к метрологическим характеристикам измерительных трансформаторов:
- предусмотреть применение трансформаторов тока с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2015;
- предусмотреть применение трансформаторов напряжения с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-2015.

Технические решения, схемы подключения, метрологические характеристики, типы и параметры приборов учета и измерительных трансформаторов, каналы передачи данных, место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определить проектом и согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ТЭС».
4.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.
4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.
4.4.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 32145-2013).
4.4.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

4.4.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).
4.4.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013)
4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).
4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО «ТЭС» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.
5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.)
По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.
5.3. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в разделе 4 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с ПО «ТЭС» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».
5.4 Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.
5.5. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:
5.5.1. Система электроснабжения объекта.
5.5.1.1 Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.
5.5.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.
5.5.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.
5.5.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.

- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.5.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.

5.5.2. Качество электроэнергии.

5.5.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

5.5.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием ПО «ТЭС» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

6.2. Получить от ПО «ТЭС» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» акт о выполнении технических условий.

6.3. Обеспечить участие представителей филиала ПО «ТЭС» ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор.

6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

6.5. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 2 года с даты заключения договора технологического присоединения.. Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).
7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Первый заместитель директора-
главный инженер филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго» Р.А.Марков

Румянцев А.В.
Петлюк О.М.
(8172)768447

Утверждаю:

Заместитель Генерального директора –
директор филиала ПАО «МРСК
Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

_____ / В.Е.Луцкович/
(подпись) (расшифровка подписи)

«____» _____ 20___ г.

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Основание: Заявка № 26-01674Ч/19 от 14.05.2019
Заявитель ОАО «Российские железные дороги»

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	ПС 110кВ Бабаево-тяговая
1.2. Местоположение объектов	Вологодская обл., ст.Бабаево, 353 км ПК1 + 40
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт,	4900
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	14600
1.5. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт (кВА)	1 точка – 9750 кВт 2 точка – 9750 кВт Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	Без увеличения мощности существующих силовых трансформаторов (3*25000МВА)
1.7. Характеристика электрической нагрузки	Смешанная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Категория надежности электроприемников – первая; Категория надежности схемы внешнего электроснабжения в нормальном режиме - вторая

1.9. Объем аварийной и технологической брони	Аварийная броня – 300кВт Технологическая броня – 15000кВт
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	110 кВ

2. Схема приема мощности

2.1. Центры питания	Основное питание: ПС 220/110/10кВ Октябрьская Резервное питание: ПС 110/35/10кВ Бабаево
2.2. Точки присоединения	Основное питание: Опора №210 ВЛ 110 кВ «Уйта-2» Резервное питание: Опора №10 ВЛ 110 кВ «Бабаево-2»
2.3. Точка общего присоединения (ТОП)	Основное питание: ВЛ 110кВ «Уйта-2» Резервное питание: ВЛ 110кВ «Бабаево-2»
2.4. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности предварительно устанавливается	Основное питание: существующая – контактные соединения шлейфов проводов отпайки на ПС Бабаево-тяговая на опоре №210 ВЛ 110кВ Уйта-2 Резервное питание: существующая – контактные соединения шлейфов проводов отпайки на ПС Бабаево-тяговая на опоре №10 ВЛ 110кВ Бабаево-2

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети.
3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется.
3.1.2. Новое строительство не требуется.
3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную).
3.2.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется
3.2.2. Новое строительство.
Не требуется
3.2.2.2 Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления.

3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ.
3.3.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется

3.3.3. Учет электроэнергии выполнить:
- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442,
- Точки технического учета существующие.

3.4. Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.

3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.
4.1.1. Выполнить установку БСК 110кВ на ПС 110кВ Бабаево-тяговая для обеспечения нормируемого значения tgφ (0,5 для сети 110кВ). Объем БСК определить проектом.
4.1.2. Выполнить установку устройств АОПО на ПС 220 кВ Октябрьская на ВЛ 110кВ Бабаево-1, ВЛ 110 кВ Уйта-1
4.1.3. Необходимость реконструкции существующих эл. сетей и строительство новых эл. сетей определить проектом.
4.2.Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.
4.2.1. Провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств РЗА и ПА на ПС 110кВ Бабаево-тяговая и центрах питания 110кВ прилегающей сети, в том числе ПС 110кВ Бабаево (районная), ПС 220кВ Октябрьская, ПС 110кВ Уйта-тяговая, в связи с увеличением мощности при присоединении новых эл.установок.
4.2.2. Предусмотреть устройства автоматического отключения приёмников электроэнергии при снижении частоты или напряжения в прилегающей электрической сети, а также, по командам устройств противоаварийной автоматики.
4.2.3. Обеспечить техническую возможность дистанционного ввода графика временного отключения нагрузки с рабочего места энергодиспетчера Волховстроевской дистанции электроснабжения.
4.3.Требования по учету электрической энергии.
- Учет электрической энергии выполнить в соответствии с действующей НТД.

4.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.
4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго от 23.06.2015 № 380.
4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности.
4.5.1. Предусмотреть установку автономного резервного источника питания мощностью, достаточной для обеспечения покрытия аварийной брони. Обеспечить поддержание установленного автономного резервного источника питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики
4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя.

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ, Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.
5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руксводящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.)
По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной

аппаратуры и ее защитных характеристик.
5.3 Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.
5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:
5.4.1. Система электроснабжения объекта.
5.4.1.1 Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.
5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.
5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.
5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.
5.4.2. Качество электроэнергии.
5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Получить от филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» акт о выполнении технических условий.
6.2. Обеспечить участие представителей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.
6.3. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 2 года с даты заключения договора на технологическое присоединение. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).
7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго» Р.А.Марков

Румянцев А.В.
Петлюк О.М.
(8172)76-84-47

Приложение № 1
к договору от «___»_____ 20___ г.
№ ТП-21/02419
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих устройств к
электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99.

Заявитель: АО «Бабаевский леспромхоз», 162483, Вологодская обл, Бабаевский р-н, Бабаево г, Мира ул, дом № 3. Тел. 89215459024.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: комплекс объектов электросетевого хозяйства, состоящий из: участка КЛ-10 кВ, ТП-39 «Леспромхоз».

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: комплекс объектов электросетевого хозяйства, состоящий из: участка КЛ-10 кВ, ТП-39 «Леспромхоз», по адресу: Вологодская обл, г Бабаево, ул Южная, д 65 (кадастровый номер земельного участка 35:02:0104010:0036).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1 400 кВт.

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 400 кВт.

4. Категория надежности: III

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: IV квартал 2022 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - контактные присоединения на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».
7.2. Планируемые: - контактные присоединения на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».

8. Основной источник питания: ПС 110/35/10 кВ «Бабаево», КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».
9. Резервный источник питания: не требуется.
10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: отсутствуют.

10.2. Обеспечение сетевой организацией возможности действиями заявителя осуществить фактическое присоединение объектов заявителя к электрическим сетям и фактический прием (подачу) напряжения и мощности для потребления энергопринимающими устройствами заявителя электрической энергии (мощности) в соответствии с Инструкцией по безопасному осуществлению фактического присоединения энергопринимающих устройств и фактического приема напряжения и мощности.

10.3. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет прибор учета электроэнергии заявителю для организации высоковольтного учета электрической энергии в ПКУ на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».
11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

ЭД оригинала документа с Synmetrics:
4e4128a7-2ea2-4289-8ab6-f8e021d726ea
Отправлен 20.10.2021 12:37:43 (UTC+03:00)

11.1. Разработка проектной документации на внешнее электроснабжение 10/0,4 кВ. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности.

11.2. Строительство линии электропередачи 10кВ от опоры №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1» до ТП-10/0,4 кВ №39 «Леспромхоз» 2х630 кВА. Параметры линии электропередачи 10 кВ, объем строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом.

11.3. Произвести при необходимости реконструкцию существующей ТП-10/0,4 кВ №39 «Леспромхоз» 2х630 кВА. Объем реконструкции определить проектом.

11.4. Требования к организации учета электрической энергии:

11.4.1. Организовать пункт коммерческого учета на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1» ПС 110/35/10 кВ «Бабаево», параметры определить проектом.

11.5. Контроль и поддержание качества электрической энергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.6. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7. ПУЭ.

11.7. Электроустановка объекта должна иметь защиту от грозовых и внутренних перенапряжений в соответствии с требованиями ПУЭ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Рабочий проект представить на рассмотрение в АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» (за исключением случаев, предусмотренных Градостроительным кодексом РФ) для получения положительного заключения.

13.2. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87.

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологдаоблэнерго» с корректировкой технических условий.

Главный инженер
АО «Вологдаоблэнерго» А.А. Михалин

Крылова С.А.
Тел. +7 (8202) 20-55-21, ДОБ 2128

ИД оригинала документа в Synerdocs:
4a4128a7-2dc2-43f9-8db6-f8e031d72f4e
Отправлен 20.10.2021 12:27:43 (UTC+03:00)

Утверждаю:
Первый заместитель директора
Главный инженер филиала
«МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго»
_____ А.В.Пиняжанинов
(подпись) (расшифровка подписи)
«21» 03 2017

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Основание: Заявка № 26-00243Ч-16 от 25.01.2017 года
Заявитель ПАО «Газпром»

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	РУ 10 кВ КС Бабаевская (компрессорная станция)
1.2. Местоположение объектов	Вологодская обл., г. Бабаево
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт	4200, в том числе: 1 этап - 1600 кВт; 2 этап - 2600 кВт
Дата ввода объекта в эксплуатацию	Проектирование - 2017г. Строительство - 2019 г.
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	3600
1.5. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт	1 точка - 3900 кВт 2 точка - 3900 кВт Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	4х1250кВА
1.7. Характеристика электрической нагрузки	Компрессорная станция магистрального газопровода
1.8. Категория по надежности электроснабжения	*Заявителя:* - по первой категории - 5460 кВт; - по второй категории – 1560 кВт; - по третьей категории - 780 кВт; в т.ч. 1600 кВт на первом этапе по 3 категории. *Обеспечивающих Сетевой организации:* - по второй категории - 7800 кВт;

1.9. Объект диспетчерского управления	Сетевая организация
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	10 кВ

2. Схема приема мощности

2.1. Пункты питания	ПС 35/10 кВ «Балашов»
2.2. Точки присоединения	1-я точка: ячейка 10 кВ «КС-2» на 2 с.ш. РУ 10 кВ проектируемой ПС Балашов 2-я точка: ячейка 10 кВ «КС-2» на 2 с.ш. РУ 10 кВ реконструируемой ПС Балашов
2.3. Границы балансовой принадлежности ТСО	1-я точка: на секции 2 с.ш. 10 кВ РУ 10 кВ ПС 35/10 кВ Балашов 2-я точка: на вводных ячейках 10 кВ 2 с.ш. РУ 10 кВ ПС 35/10 кВ Балашов
2.4. Границы балансовой принадлежности электрических сетей, эксплуатационной ответственности Сетевой организации и Заявителя	Определяются актами разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети. Мероприятия, выполняемые Сетевой организацией

3.1.1. Заявленная мощность

Первый этап:

3.1.1.1. Установка ячеек на подстанции 35 кВ в 1 и 2 секциях шин. ОРУ 35 кВ ПС 10 кВ Балашово.

3.1.1.2. Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ. Конструкция 1 Компрессор 2 от ПС 35/10 кВ Балашово до проектируемой ПС 35/10 кВ «Балашов» с грозозащитным тросом. Ориентировочная протяженность ВЛ – 35 км. Технические характеристики электрооборудования: трансформаторы ТДН-25 кВ согласно ПТП «Балашов».

3.1.1.3. Установка разъединителя 35 кВ с заземляющими ножами РНДЗ-35/1000 У1 на опоре 1 Компрессор 2.

3.1.1.4. Строительство ПС 35/10 кВ Балашов. Схему электрических соединений ПС уточнить при информационном обмене проектами.

Второй этап:

Мероприятия, выполняемые Сетевой организацией, отсутствуют.

3.2. Требования к качеству регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности и к релейной защите

3.2.1. Новое строительство

3.2.1.1. В проекте строительства ПС 35/10 кВ Балашов определить необходимость реконструкции и изменения параметров электрической установки РЗА и ПА, влияющей на связь с подключением к ней новых объектов генерации и нагрузки ТСО.

3.2.1.2. Предусмотреть установку шкафов сетевой автоматики с функциями ОЧАПВ, АЧР и УНРЧ.

3.2.1.3. Обеспечить выполнение требований по ограничению токов КЗ. Выдать требования к графикам временного отключения потребителей.

3.2.1.4. Предусмотреть техническую возможность выдачи команд на отключение/включение ПС Балашов по ВЛ 35 кВ Компрессор 2 – Компрессор 1, ДТНЗ и ДЗ.

3.2.2. На существующих ВЛ 35 кВ, отходящих от ПС 35/10 кВ Балашов, предусмотреть замену устаревших типов защит на современные цифровые устройства РЗА, обеспечивающие выполнение требований к действующим ПТЭ.

3.2.3. Обеспечить согласование применяемых устройств РЗА с [illegible]

производственного отделения Череповецкие электрические сети филиала ПАО "МРСК Северо-Запада" «Вологдаэнерго»

3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ.

3.3.1. Учет электроэнергии выполнить:

- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении,
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442;
- Точками коммерческого учета электроэнергии определить приборы учета, устанавливаемые в ячейках линейных выключателей РУ 10 кВ (КС 1, КС 2).
- Визуальный контроль индикации счетчиков должен обеспечиваться без открывания релейного шкафа ячейки.

3.3.2. Интегрировать автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на вновь строящейся подстанции, в АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», предусмотрев требования по классу качества не ниже 0,5S.

3.3.3. Предусмотреть организацию ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из АИИС КУЭ по ПС в ОДС ЧЭС, ЦУС Филиала по всем точкам учета.

3.4. Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.

3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.

Не требуется.

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.

4.1.1. Строительство ЛЭП 10 кВ от шин 10 кВ проектируемой ПС 35/10 кВ Балатон до РУ 10 кВ КС Бабаевская. Способ прокладки ЛЭП 10 кВ, протяженность, технические характеристики электрооборудования определить проектом.

4.1.2. Выполнить перезавод существующих энергопринимающих устройств с шин 10 кВ ПС 110 кВ Бабаево на шины 10 кВ новой ПС 35/10 кВ «Балатон».

4.2.Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.

4.2.1. Провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств в связи с присоединением новых электроустановок.

4.2.2. Предусмотреть устройства автоматического отключения приёмников электроэнергии при снижении частоты или напряжения в прилегающей электрической сети, а также, по командам устройств противоаварийной автоматики.

4.2.3. Электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической брони обеспечивается установкой Заявителем собственного автономного резервного источника электроснабжения (бензиновые, газовые, дизельные, иные электростанции и пр.) с автоматическим пуском на случай ограничения (прекращения подачи) электрической энергии, в том числе в случае работы режимной и противоаварийной автоматики

4.3.Требования по учету электрической энергии.

- Учет электрической энергии выполнить в соответствии с действующей НТД.

4.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельно: значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.

4.4.2. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и

минимальных нагрузок.
4.4.3. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).
4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).
4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя.

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО «ЧЭС филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.
5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТД и др.)
По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.
5.3 Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.
5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:
5.4.1. Система электроснабжения объекта.
5.4.1.1 Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.
5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.
5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.
5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.
5.4.2. Качество электроэнергии.
5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение энергопринимающих устройств Заявителя к сети, представляемая на согласование ПО «ЧЭС»

филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

5.4.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

5.4.2.3. Для электроприемников первой и первой особой категорий по надежности электроснабжения предусмотреть организацию устройства АВР и/или установку автономных источников питания в электрической сети Заявителя. Необходимость установки и место установки устройств АВР и автономных источников питания определить в проекте Заявителя. Исключить параллельную работу автономного источника питания (в случае его установки) с электрической сетью филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

5.4.2.4. Величину аварийной и/или технологической брони определить/уточнить в проекте. Составить Акт аварийной и/или технологической брони и согласовать его с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Получить от ПО «ЧЭС» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» справку (акт) о выполнении технических условий.

6.2. Обеспечить участие представителей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.

6.3. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 3 года с даты заключения договора на технологическое присоединение. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Главный инженер ПО ЧЭС филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго» В.В. Кругов

Петюк О.М.
76-44-47

Технические условия

на технологическое присоединение энергопринимающих установок заявителя к электрическ

Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

Основание — Заявка № ВОЛ26-04407 от 17.12.2019

Заявитель — ООО "Пилтвуд"

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	Электропринимающие устройства - ка ячейки 10 кВ «Лесопильный» и «Ниж Объект - производственная база
1.2. Местонахождение объекта	Вологодская область, Грязовецкий р пгт. Вохтога
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт.	500 кВт ячейки 10кВ ПС 110/10кВ Вохтога 1 точка - ячейка № 19 Лесопильный (500 кВт 2 точка - ячейка № 4 Нижний склад (2 кВт
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	24 кВт ячейки 10кВ ПС 110/10кВ Вохтога 1 точка - ячейка № 10 ДСП-1 (III с ш 2 точка - ячейка № 15 ДСП-2 (IV с ш 3 точка - ячейка № 8 Цех импрегнир с ш.) - 350кВт 4 точка - ячейка № 14 Цех импрегни (IV с ш.) - 350кВт 5 точка - ячейка № 22 Лесоцех (II с ш 6 точка - ячейка № 19 Лесопильный 300 кВт 7 точка - ячейка № 4 Нижний склад (1000кВт
1.5. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт (кВА)	1847,5кВ. ячейки 10кВ ПС 110/10кВ Вохтога 1 точка - ячейка № 10 ДСП-1 (III с ш 2 точка - ячейка № 15 ДСП-2 (IV с ш 3 точка - ячейка № 8 Цех импрегнир с ш.) - 350кВт 4 точка - ячейка № 14 Цех импрегни (IV с ш.) - 350кВт 5 точка - ячейка № 22 Лесоцех (II с ш 6 точка - ячейка № 19 Лесопильный 400кВт 7 точка - ячейка № 4 Нижний склад (

технологической брони	
1.10. Класс напряжения электрических сетей Сетевой организации, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	10 кВ
1.11. Год ввода	4-й квартал 2023 года, после реконструкции ПС 110/10кВ Вохтога

*Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения являе фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в режима работы энергосистемы, при этом суммарная максимальная мощность по точкам пр должна превышать 13475 кВт

2. Схема приема мощности

2.1. Центры питания	ПС 110/10кВ Вохтога
2.2. Точки присоединения	Ячейки 10кВ № 10 «ДСП-1» 3 с ш. № 15 «ДСП-2» 4 с ш. № 8 «Цех импрегнирования -1» 3 с ш. № 14 «Цех импрегнирования -2» 4 с ш. № 22 «Лесоцех» 2 с ш. № 19 «Лесопильный» 4 с ш. № 4 «Нижний склад» 3 с ш РУ-10кВ ПС 110/10кВ Вохтога
2.3. Точка общего присоединения (ТОП)	РУ-10кВ ПС 110/10кВ Вохтога
2.4. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности предварительно устанавливается	Контакты между кабельными нако неподвижными контактами втычны ячейках 10кВ ПС 110/10кВ Вохтога

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети: Мероприятия выполняются одним этапо
3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации
- Выполнить реконструкцию ПС 110/10 кВ Вохтога с заменой силовых тра 2х10 МВА на 2х16 МВА. Схему, тип и параметры применяемого оборудовани проектом
3.1.2. Новое строительство
Не требуется
3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противо режимную)
3.2.1. Развитие существующих объектов сетевой организации

возможность дистанц[illegible] ра[illegible]ика временно[illegible] на
Вологда с ДЦ ПО "ВЭ".

3 Требования по учет[illegible] энергии организации[illegible] АИИС

3.1 Развитие сущест[illegible] сетевой организации

Выполнить организац[illegible] средств учета электр[illegible] энерги
АИИС КУЭ на ПС 1[illegible] с[illegible] увеличения максимал[illegible] и мощ

3.2 Новое строительство

3.2.1 Учет электронст[illegible]

В соответствии с требо[illegible] ой инструкции по учету электроэн
производстве, передаче и[illegible]

в соответствии с Ос[illegible] ловиями функционирования розни
электрической энергии (мо[illegible] становлением Правительства РФ
№442

в соответствии с требова[illegible] а ПАО МРСК Северо-Запада (СТО
Техническая политика. Систем[illegible] ической энергии с удаленным о
оптового и розничных рынк[illegible] энергии

В соответствии с требова[illegible] ия ряда СТО 34.01-5.1-008-2015 «Э
электроэнергии. Общие технич[illegible] ений

Приборы расчетного учета [illegible] должны быть установлены
балансовой принадлежности об[illegible] перетоки с энергопринимающ
заявителя и сетевой организации

3.2.2 Требования к метролог[illegible] ерительным измерительным тран
предусмотреть применение тра[illegible] с классом точности втори
для цепей учета не ниже 0,5 в[illegible] требованиями ГОСТ 7746
параметры применяемого оборудования[illegible] проектом.

предусмотреть применение тра[illegible] ения с классом точно
обмотки для цепей учета не ниже 0[illegible] требованиями ГОСТ 98
параметры применяемого оборудования[illegible] проектом

3.4 Требования к системе телемеханики и связи АСДУ, ОДУ

3.4.1 Развитие существующих объектов сетевой[illegible]

выполнить замену комплексов АСДУ, ОДУ[illegible] телемеханики в се
присоединением нового оборудования

3.4.2 Новое строительство

3.4.2.1 Обеспечить наблюдаемость фактическ[illegible] подключенной к
кроме АЧР) и передачу телеинформации в НЦУ Вологодского филиала
Северо-Запада» ДЦ ПО «ВЭ». Объем передаваемой телеинформации
проектом

3.5 Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для
временного электроснабжения)

Не требуется

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1 Мероприятия по организации схемы приема мощности и резервированию в объеме заявленной категории надежности

4.2.1 Выполнить [illegible] РЗА провести [illegible] выполнить расчет [illegible] устройств

4.2.2 Предусмотреть [illegible] технического отключения [illegible] при снижении часто[illegible] [illegible] командам устройств [illegible] автоматики

4.3 Требования по учет[illegible] энергии

Приборы расчетн[illegible] энергии должны быть [illegible] балансовой принадлеж[illegible] электроустановки [illegible] филиала ПАО «МРСК [illegible] в соответствии с Типовой [illegible] электроэнергии при [illegible] передаче и распределении (ТП) [illegible] требованиями [illegible] положений функционирования [illegible] электрической энергии [illegible] постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 [illegible] для учета электрической [illegible] рекомендуется использованию приборы учета [illegible] измерять получасовые [illegible] потребления электрической энергии класса [illegible] выше обеспечивать [illegible] данных о получасовых объемах [illegible] электрической энергии [illegible] и более или включенные в систем[illegible]

С целью обмена [illegible] приборов учета, включая [illegible] удаленного доступа [illegible] систем учета между субъектам[illegible] рынка рекомендуется [illegible] прибора учета в АИИС КУЭ [illegible] филиала ПАО «МРСК [illegible] организацией ежедневной перезач[illegible] измерения инфраструктур[illegible] измерения и объектов измерения

Технические решения [illegible] метрологические характерис[illegible] параметры приборов учета и измер[illegible] трансформаторов, каналы пере[illegible] место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определит[illegible] согласовать с Вологодским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада»

4.4 Контроль и поддержание [illegible] электроэнергии. Требования по реактивной мощности

4.4.1 Обеспечить на границ[illegible] балансовой принадлежности предельно коэффициента реактивной мощ[illegible] установленного приказом Мин[illegible] 23.06.2015 № 380

4.4.2 Уточнить проектом контрольн[illegible] узловых при наличии претензи[illegible] сторон договора будет пров[illegible] с соблюдением установленных качества электроэнергии (ГОСТ 32[illegible]

4.4.3 Определить проектом допустим[illegible] отклонения напряжения в контроль[illegible] учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах мак[illegible] минимальных нагрузок

4.4.4 При установке электроприемников, [illegible] будут ухудшать качество э[illegible] энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемни[illegible] резкопеременных или несимметричных нагрузок или нагрузок, которая бу[illegible] источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем компенсирующих [illegible] (конденсаторные батареи [illegible] тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлени[illegible] высших гармоник)

4.4.5 При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество э[illegible] энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества э[illegible] энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013)

готовый проект согласовать с ПО «ВЭС» Вологодского филиала ПАО «М
Запада» Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим
государственный энергетический надзор и иными уполномоченными орган
соответствующих стадиях инвестиционного процесса
5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих ру
нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.).
По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки
сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора ком
аппаратуры и ее защитных характеристик.
5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о сост
проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Пос
Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.
5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:
5.4.1. Система электроснабжения объекта.
5.4.1.1. Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов
ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в эт
перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходи
напряжения, компенсацию реактивной мощности.
5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть
устройствами противоаварийной и режимной автоматики.
5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения с учет
автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности элек
электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.
5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:
- техническое обоснование выбора типов устройств РЗА;
- расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА;
- расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных
- расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собствен
оперативного тока;
- функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и
настройки элементов.
5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и примене
аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (
использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Мэ
РФ от 06.06.2013 года № 290.
5.4.2. Качество электроэнергии.
5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нор
электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения»
электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества эл
(КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на п
потребителя к сети, представляемая на согласование в ПО «ВЭС» Вологодс
ПАО «МРСК Северо-Запада», должна содержать раздел по качеству электроэ
перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли
максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение
ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре
зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

6.2. Получить от Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» спр выполнении технических условий

6.3. Обеспечить участие представителей Вологодского филиала ПАО «М Запада» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федераль исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического надзора в электроэнергетике

6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта по организация, эксплуатирующая объект должна провести испытан электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оф установленном порядке

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 4 года с даты заключения технологическое присоединение. Технические условия выдаются один раз и пр выполнения считаются действительными. По истечении срока действия условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или измене заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При это электросетевой организации в отношении обустройства электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их дейст на то оснований (бездействие Заявителя).

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об ос технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Заместитель Генерального директора по развитию и реализации услуг С. В.

Приложение № __ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «03» 12 2021 №СПБ80-136378/21

Заявка от «15» 06 2021 г.
№ СП580-13637

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

г.Вологда «___»_____ 2021 г.

ПАО "Россети Северо-Запад"
(наименование сетевой организации, выдающей технические условия)

Акционерное общество Племзавод «Заря»
(полное наименование организации - для юридического лица; фамилия, имя, отчество - для индивидуального предпринимателя)

1 Наименование энергопринимающих устройств (далее – электроустановка) Заявителя: ***ЛЭП-0,4 кВ в совокупности с питающей, распределительной и групповой сетью объекта.***

2 Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение электроустановки Заявителя: ***Животноводческий комплекс по адресу: Вологодская область, Грязовецкий район, Перцевская сельская администрация, вне границ деревни Верхнее Васильевское, кадастровый номер земельного участка 35:28:0102013:221***

3. Максимальная мощность присоединяемых электроустановок Заявителя составляет ***1600 кВт*** в том числе:
максимальная мощность ранее присоединенных электроустановок Заявителя - ***0 кВт;***
максимальная мощность вновь присоединяемых электроустановок Заявителя - ***1600 кВт***

4. Категория надежности электроснабжения: ***Третья***

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение - ***0,4 кВ.***

6. Год ввода в эксплуатацию электроустановок Заявителя: ***в соответствии с договорам об осуществлении технологического присоединения.***

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции) и максимальная мощность электроустановки по каждой точке присоединения:

№ точки	Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Категория надежности	Максимальная мощность (кВт)	Вид питания
1.	ВЛ 35 кВ Слобода-Криводино (1 с.ш. 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Грязовец	Соединительные муфты проектируемой ЛЭП-0,4 кВ №1 в составе 2-х параллельных КЛ 0,4 кВ от автоматического выключателя № 1 РУ 0,4 кВ проектируемой ТП 35/0,4 кВ	третья	500	Основное
2	ВЛ 35 кВ Слобода-Криводино (1 с.ш. 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Грязовец	Соединительные муфты проектируемой ЛЭП-0,4 кВ №2 в составе 2-х параллельных КЛ 0,4 кВ от автоматического выключателя № 2 РУ 0,4 кВ проектируемой ТП 35/0,4 кВ	третья	390	Основное

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

3.	ВЛ 35 кВ Слобода-Криводино (1 с.ш. 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Грязовец	Соединительные муфты проектируемой ЛЭП-0,4 кВ №3 в составе 3-х параллельных КЛ 0,4 кВ от автоматического выключателя № 3 РУ 0,4 кВ проектируемой ТП 35/0,4 кВ	третья	710	Основное

8. Основной источник питания: ***ПС 110/35/10 кВ Грязовец (1 с.ш. ОРУ-35 кВ)***
9. Резервный источник питания: ***не требуется.***
10. Присоединяемая мощность силовых трансформаторов: ***не требуется***
11. Характеристика электрической нагрузки: ***Производственная***
12. Объем аварийной и технологической брони: ***не требуется***

13. Сетевая организация осуществляет:

13.1. Требования к электрической сети.

13.1.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации:

13.1.1.1. Выполнить реконструкцию ВЛ 35 кВ Слобода Криводино с заменой промежуточной опоры № 42 на анкерную опору. Параметры и характеристики анкерной опоры уточнить проектом.

13.1.2. Новое строительство:

13.1.2.1 - Выполнить строительство участка ВЛ 35 кВ от опоры № 42 ВЛ 35 кВ Слобода-Криводино (инв. № 12.2.1.00035554). План трассы, марку и сечение провода, тип опор уточнить проектом.

13.1.2.2. - Выполнить строительство однотрансформаторной ТП 35/0,4 кВ с силовым трансформатором расчетной мощности. Тип ТП и комплектацию уточнить проектом.

13.1.2.3. - Выполнить строительство необходимого количества ЛЭП 0,4 кВ от проектируемой ТП 35/0,4 кВ до границы земельного участка Заявителя. Количество ЛЭП, тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП уточнить проектом.

13.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную автоматику): Выполнить требования действующих НТД.

13.2.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.

13.2.2. Новое строительство: не требуется.

13.2.3. Выполнить расчет и при необходимости наладку существующих устройств РЗА ВЛ 35 кВ Слобода-Криводино.

13.2.4. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления.

13.2.6. Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

13.3. Требования к учету электрической энергии, организации системы дистанционного сбора данных (далее - СДСД) и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности.

13.3.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.

13.3.2. Новое строительство: установить прибор коммерческого учета на вводе в РУ 0,4 кВ проектируемой однотрансформаторной ТП 35/0,4 кВ.

13.3.3. Учет электроэнергии выполнить:

- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442;
- В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».
- требованиями стандарта Общества СТО34.01-5.1-009-2019 "Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования".

13.3.4. Интегрировать прибор коммерческого учета в ЕИВКЭ «Пирамида-Сети» Вологодского филиала ПАО "Россети Северо-Запад" по средством канала GPRS.
Технические решения, схемы подключения, метрологические характеристики, типы и параметры приборов учета и измерительных трансформаторов, место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определить проектом.
13.4. Требования к средствам диспетчерского и технологического управления (СДТУ).
13.4.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.4.2. Новое строительство: обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации в ЦУС Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад".
13.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения) не требуется.
14. Заявитель осуществляет:
14.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.
14.1.1. Выполнить строительство необходимого количества распределительных сетей 0,4 кВ от точек присоединения в целях приема присоединяемой мощности. Тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП определить проектом.
14.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики: Выполнить требования действующих НТД.
14.2.1. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.
14.3. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности. При наличии "искажающих" токоприёмников предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл.энергии и разработку мероприятия по снижению влияния до норм согласно ГОСТ 32144-2013.
14.3.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.
14.3.2. *Уточнить* проектом *контрольные точки, в* которых при наличии претензий *какой-либо* из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 33073-2014).
14.3.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.
14.3.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с тофазным управлением, фильтры высших гармоник).
14.3.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).
14.4. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения): не требуются.
14.5. Указания к проектированию сети Заявителя.
14.5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО "Вологодские электрические сети" Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.
14.5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУФ, ПУЭ, ПТЭ, ППБ, ПОТРМ, РТП и др.)

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____ ____

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает Сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

14.5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, в том числе раздел «Система электроснабжения», предусматривающий:

14.5.3.1. Разработку схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверку обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

14.5.3.2. Разработку перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

14.5.3.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

14.5.3.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Функциональные схемы устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

14.5.3.5. Обеспечение выполнения требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование Вологодскому филиалу ПАО «Россети Северо-Запад», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

14.5.3.6. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

14.5.3.7. Организация строительства.

14.5.3.8. Организация эксплуатации.

15. Получить от ПАО «Россети Северо-Запад» акт о выполнении технических условий.

16. Фактическое присоединение объекта и фактическую подачу (прием) напряжения (мощности) выполнить после выдачи органом Ростехнадзора акта допуска, готовности объекта к включению и предоставления копии допуска в Сетевую организацию.

17. Срок действия данных технических условий – 4 года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

(подпись) Котиков Константин Викторович (расшифровка подписи)

Исполняющий обязанности заместителя Генерального директора – директора Вологодского филиала ПАО "Россети Северо-Запад"

(должность, фамилия, имя, отчество, лица, действующего от имени сетевой организации)

МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГОРОДА ЧЕРЕПОВЦА «ЭЛЕКТРОСЕТЬ»

162622 Вологодская область
г. Череповец ул. Милютина, 3
МУП «Электросеть»
Код ОКВЭД – 40.10.2.-40.10.4.
Код по ОКПО - 03217332.

Секретарь (8202) - 777-772
Секретарь: - 777-602
Секретарь ЦОП: - 777-773
Факс: - 777-603
E-mail: info@cherel.ru

Р/счет 40702810112270100110
Отд. №8638 Сбербанка России
Кор/с 30101810900000000644
БИК 041909644
ИНН/КПП-3528055532/352801001

На исх. N _____ На вх. N _____
Исх.N 1589/3-1

«21» апреля 2017 г.

Генеральному директору
ООО «Вологодский молочный завод»
МАЛЫГИНУ М.Л.
✉ г. Череповец, ул. Ленина, д.48 офис 9
☎+7-921-255-87-96

По вопросу электроснабжения
Молочного завода по адресу:
Кирилловское ш.,
кад.№35:21:0304001:150
Максимальная мощность- **3500 кВт**

D-485341

Индивидуальные технические условия

(взамен сведений о т/у №716/3-1 от 28.02.2017 г.)

для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность до 8900 кВт)

Муниципальное унитарное предприятие г. Череповца «Электросеть»
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)
Общество с ограниченной ответственностью «Вологодский молочный завод»
(полное наименование организации - для юридического лица;
фамилия, имя, отчество - для индивидуального предпринимателя)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя:
Молочный завод
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя:
г. Череповец, Кирилловское ш.,кад.№35:21:0304001:150
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет **3500 (кВт)**
(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и очередям, указывается поэтапное распределение мощности)
4. Категория надежности - **II.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение **10 (кВ).**
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя
2018 г.
7. Точка(и) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы)
РП-13, РУ-10 кВ.
8. Основной источник питания - **ПС «Искра» 110/10 кВ I, IV с.ш., РП-13 I, II с.ш**
9. Резервный источник питания - _____.
10. **Сетевая организация осуществляет следующие мероприятия:**

• В РУ-10 кВ РП-13 дополнительно установить две камеры КСО-272 или аналогичные (ширина не более 900 мм) с выключателями типа ВВ/TEL на ток согласно нагрузке, по одной на каждую секцию.

• Проложить кабельные линии 10 кВ до границ з/у заявителя:

- Существующую КЛ-10 кВ ГПП «Искра» яч.108 - РП-13 яч.5 (ААБ 3х185) отключить в яч.108 ГПП «Искра» и в яч.5 РП-13 и подключить во вновь установленную ячейку на РП-13 на I секцию шин.
- Существующую КЛ-10 кВ ГПП «Искра» яч.405 - РП-13 яч.6 (ААБ 3х185) отключить в яч.405 ГПП «Искра» и в яч.6 РП-13 и подключить во вновь установленную ячейку на РП-13 на II секцию шин.
- В районе ГПП - «Искра» от КЛ-10 кВ РП-13 I с.ш. и II с.ш. до границ участка Заявителя проложить кабельные линии 10 кВ, сечением жилы не менее 240 мм. кв. (или построить ВЛ-10 кВ), выполнить монтаж соединительных муфт.

• В РУ-10 кВ РП-13 во вновь установленных ячейках установить контрольные счетчики активной энергии переменного тока, предназначенные для измерения активной энергии в трехфазных четырехпроводных сетях с ЖКИ, имеющие журнал событий.

• На вводах с трансформаторов РУ - 0,4 кВ проектируемых подстанций заявителя установить расчетные счетчики активной энергии переменного тока, предназначенные для измерения активной энергии Меркурий 234 ARTM-00 PB.G, либо аналогичные. Класс точности - не ниже 0.5S.

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования,реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности Сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные пунктом 25.1 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям).

11. Заявитель осуществляет следующие мероприятия:

11.1. В границах земельного участка установить две двух трансформаторные подстанции, тип подстанции определить проектом. Запроектировать и выполнить монтаж охранно-пожарной сигнализации.

В случае установки БКТП предусмотреть кабельный этаж высотой не менее 1,8 м., с установкой конструкции для прокладки кабелей. Предусмотреть дренаж кабельного этажа при его размещении ниже нулевой отметки планировки территории со сбросом воды в городскую систему ливневой канализации.

11.2. В РУ – 10 кВ проектируемой ТП:

- установить высоковольтные ячейки типа RM6, на отходящих присоединениях без защиты, в ячейках для питания трансформатора с защитой типа VIP-400, либо аналогичное. Количество камер отходящих фидеров - не менее 2-х на каждую секцию шин.
-предусмотреть установку ОПН.

11.3. В РУ-0,4 кВ проектируемых ТП:

Предусмотреть 2 секции шин. В качестве коммутационных аппаратов на вводах и секционных автоматах РУ - 0,4 кВ ТП использовать «Протон-40» производства завод «Контактор» г. Ульяновск.

- Тип коммутационных аппаратов на отходящих фидерах в РУ-0,4 кВ определить проектом. Количество резервных коммутационных аппаратов на отходящих фидерах не менее 20%.
- схему АВР в РУ-0,4 кВ на вводных выключателях выполнить с использованием реле РС-80 АВР33 с автоматическим восстановлением.

11.4. От границ земельного участка до проектируемых ТП проложить кабельные линии 10 кВ. Подстанции включить по радиальной схеме.

11.5. От РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до ГРЩ завода (цехов) проложить кабельные линии, марку и сечение определить проектом. Помещения электрощитовых должны соответствовать требованиям ПУЭ (7.1.22 - 7.1.31).
11.6. Электроснабжение потребителей I категории надежности выполнить с установкой шкафов АВР и использованием в схеме дизель-генератора. Схему включения шкафов АВР определить проектом. Количество, мощность и место установки ДЭС определить исходя из присоединяемой мощности потребителей 1-й категории.
• Помещение для установки дизель-электрической станции (ДЭС) должно соответствовать требованиям к пожарной безопасности, электробезопасности и защите окружающей среды.
• Конструкция, исполнение, режим работы нейтрали и класс изоляции ДЭС должны соответствовать параметрам питающей сети и электроприёмников.
• Исключить возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации путём применения блокировок.
• Разработанная схема АВР должна обеспечивать автоматический запуск ДЭС при исчезновении напряжения от питающей сети и обратный переход на питание от сети при восстановлении напряжения с выдержкой времени.
• Качество выходных параметров электроэнергии ДЭС должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013.
11.7. Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл.энергии и разработку мероприятия по их снижению.
11.8. При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть прохождение по земельному участку и вблизи земельного участка кабельных и воздушных линий и обеспечить их сохранность. При необходимости выполнить вынос, получив предварительные согласования от балансодержателей данных сетей.
11.9. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7 ПУЭ (7-е издание).
11.10. Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
11.11. Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
11.12. После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
12. Срок действия настоящих технических условий составляет 2 год(а) со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Зам. директора по строительству
и техническому развитию предприятия **А.А. Карабанов**

исп. Судакова Л.А.
тел. 777-637

Приложение № к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от « » 20 №

Заявка от «_11_» 06 2021 г.
№ ВОЛ26-00045

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

г.Вологда **«_15_»__06_____2021 г.**

ПАО «МРСК Северо-Запада» (Вологодский филиал)
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

Акционерное общество «Череповецкий фанерно-мебельный комбинат»
(полное наименование организации - для юридического лица;
фамилия, имя, отчество - для индивидуального предпринимателя и физического лица)

1. Наименование энергопринимающих устройств (далее – электроустановка) Заявителя: ***КЛ 10 кВ «ФМК-1», КЛ 10 кВ «ФМК-2», КЛ 10 кВ «ФМК-3», КЛ 10 кВ «ФМК-4», ЦРП 10/0,4 кВ, ЛЭП 0,4 кВ в совокупности с питающей, распределительной и групповой сетью объекта.***

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение электроустановки Заявителя: ***Фанерно-мебельный комбинат, Вологодская область, г.Череповец, ул.Проезжая, кадастровый номер земельного участка 35:21:0303001:712.***

3. Максимальная мощность присоединяемых электроустановок Заявителя составляет: ***10000 кВт*** в том числе:
максимальная мощность ранее присоединенных электроустановок Заявителя - ***8500 кВт;***
максимальная мощность вновь присоединяемых электроустановок Заявителя - ***1500 кВт***

4. Категория надежности электроснабжения: ***Вторая***

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение ***10 кВ***

6. Год ввода в эксплуатацию электроустановок Заявителя: ***в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения***

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции) и максимальная мощность электроустановки по каждой точке присоединения:

№ точки	Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Категория надежности	Максимальная мощность (кВт)*	Вид питания
1.	3 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	контактные соединения на шинах ячейки № 308 3 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	Вторая	5000/0	Основное
2.	4 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	контактные соединения на шинах ячейки № 404 4 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	Вторая	0/5000	Резервное (резерв точки 1)
3.	3 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	контактные соединения на шинах ячейки № 310 3 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	Вторая	5000/0	Основное
4.	4 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	контактные соединения на шинах ячейки № 406 4 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра	Вторая	0/5000	Резервное (резерв точки 3)

*Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы и не может превышать 10000 кВт

Приложение № к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от « » 20 №

8. Основной источник питания: *3 с.ш. РУ-10 кВ ПС 110/10 кВ Искра*
9. Резервный источник питания: *4 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10*
10. Присоединяемая мощность силовых трансформаторов: *14х1000 кВА, 3х1600 кВА (уточнить на этапе проектирования)*
11. Характеристика электрической нагрузки: *производственная*
12. Объем аварийной и технологической брони: *не требуется*
13. Сетевая организация осуществляет:
13.1. Требования к электрической сети
13.1.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.1.2. Новое строительство: не требуется
13.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную автоматику). Выполнить требования действующих НТД
13.2.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.2.2. Новое строительство: не требуется
13.2.3. Выполнить расчет и при необходимости наладку существующих устройств РЗА
13.2.4. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления.
13.2.6. Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц
13.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности
13.3.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется
13.3.2. Новое строительство: не требуется
13.3.3. Учет электроэнергии по присоединяемой ЛЭП 10 кВ выполнить
- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442;
- В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

Точки коммерческого и технического учета электроэнергии определить: в ячейках № 308, 310.3 с.ш. и в ячейках 406, 404.4 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Искра (существующие).
13.4. Требования к средствам диспетчерского и технологического управления (СДТУ)
13.4.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.4.2. Новое строительство: не требуется
13.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения) не требуется.
14. Заявитель осуществляет:
14.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности
14.1.1. Выполнить проверочный расчет нагрузки сетей 10 (0,4) кВ, находящихся на балансе Заявителя. При необходимости выполнить замену (усиление) необходимых элементов сетей.
14.1.2. Выполнить строительство необходимого количества распределительных сетей 10 (0,4 кВ) в целях приема вновь присоединяемой мощности. Количество, тип, мощность силовых трансформаторов ТП, модификацию применяемого оборудования, тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП определить проектом.
14.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики. Выполнить требования действующих НТД
14.2.1. Применить цифровые устройства РЗА. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.
14.3. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности. При наличии "искажающих" токоприемников предусмотреть в проекте



электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл.энергии и разработку мероприятия по снижению влияния до норм согласно ГОСТ 32144-2013.

14.3.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.

14.3.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 33073-2014).

14.3.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

14.3.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).

14.3.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

14.4. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения), не требуется.

14.5. Указания к проектированию сети Заявителя.

14.5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО "Череповецкие электрические сети" Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

14.5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПТФ, ПУЭ, ПТЭ, ППБ, ПОТРМ, НТП и др.).

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает Сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

14.5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, в том числе раздел «Система электроснабжения», предусматривающий:

14.5.3.1. Разработку схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверку обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

14.5.3.2. Разработку перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

14.5.3.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

14.5.3.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения.
- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.

Приложение № к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов

14.5.3.5. Обеспечение выполнения требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование Вологодскому филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по устанавливаемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

14.5.3.6. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

14.5.3.7. Организация строительства.

14.5.3.8. Организация эксплуатации.

15. Получить от ПАО «МРСК Северо-Запада» акт о выполнении технических условий.

16. Фактическое присоединение объекта и фактическую подачу (прием) напряжения (мощности) произвести после выдачи органом Ростехнадзора акта допуска, готовности объекта к включению и предоставления копии допуска в Сетевую организацию.

17. Срок действия данных технических условий – 2 года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Филатова Светлана Валерьевна
(фамилия, имя, отчество заявителя)

Заместитель Генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Северо-Запада»
(должность, фамилия, имя, отчество заявителя, действующего от имени сетевой организации)

"___" _____ 20___ г.

Утверждаю:
Первый заместитель директора –
главный инженер филиала ПАО
«МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

_____ /А.В.Пиижанинов/
(подпись) (расшифровка подписи)

«11» 10 2016 г

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Основание:	Заявка от 03.10.2016 г., б/н
Заявитель	Акционерное общество "Вологодская областная энергетическая компания"

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	РТП-10/0,4кВ
1.2. Местоположение объектов	г.Вологда, ул.Архангельская, 3
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт.	4900, в том числе: 2016-2017г. – ПИР; 2017-2018 г. – ввод мощности
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	0
1.5. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт (кВА)	1 точка – 2450кВт 2 точка – 2450кВт Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	8*630 кВА, в том числе: 1 точка – 4*630 кВА; 2 точка – 4*630 кВА
1.7. Характеристика электрической нагрузки	Смешенная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Вторая

1.9. Объем аварийной и технологической брони	Нет
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение кВ	10 кВ

2. Схема приема мощности

2.1. Центры питания	ПС 110/35/10кВ Луговая
2.2. Точки присоединения	ячейка 10 кВ №12 1-я с.ш. РУ 10 кВ, ячейка 10 кВ № 3 4-я с.ш. РУ 10 кВ
2.3. Точка общего присоединения (ТОП)	КРУН 10 кВ ПС 110/35/10кВ Луговая
2.4. Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности предварительно устанавливаются	Контактные соединения кабельных наконечников ячеек 10 кВ №12 1 с.ш. № 3 4с.ш. КРУН 10 кВ ПС 110/35/10кВ Луговая

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети

3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации

- Перезаводка ВЛ 10кВ Жилино с ячейки №3 4 с.ш. на ячейку №14 3 с.ш. КРУН 10кВ ПС 110/35/10кВ Луговая.
- Реконструкция ячеек №12 1с.ш и №3 4с.ш. КРУН 10кВ ПС 110/35/10кВ Луговая с заменой трансформаторов тока Тип ТЛ, коэффициент трансформации определить проектом исходя из расчета присоединяемой мощности

3.1.2. Новое строительство.

3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную)

3.2.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.

Выполнить изменения уставок устройств РЗА в ячейках №12 1 с.ш. № 3 4 с.ш. и вводных ячеей 10кВ 1,2,3,4 с.ш. КРУН 10кВ ПС 110/35/10кВ Луговая

3.2.2. Новое строительство

3.2.2.1. Предусмотреть участие нагрузки заявителя в реализации управляющих воздействий от ПА (АЧР, АОСН), в том числе осуществляемой по каналам устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Определить объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА

3.2.2.2. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления, в том числе, предусмотреть техническую возможность дистанционного ввода графика временного отключения на ПС 110/35/10кВ Луговая с ДП ПО "ВЭС"

3.2.3. Разработать проект реконструкции или изменения параметров настройки устройств РЗА в прилегающей сети в связи с увеличением подключаемой мощности.

3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ

3.3.1. Развитие существующих объектов сетевой организации

- Замена прибора учета электроэнергии в ячейке №12 1с.ш. и №14 3с.ш. КРУН 10кВ ПС 110/35/10кВ Луговая с интеграцией в существующую систему АИИСКУЭ.

3.3.2. Новое строительство.

Не требуется

3.3.3. Учет электроэнергии по присоединяемым ЛЭП 10 кВ выполнить:

- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442;
- Точки коммерческого учета электроэнергии определить: существующие ячейки 10 кВ.

3.3.4. Предусмотреть организацию ежедневной передаче результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из АИИС КУЭ ПС 110/35/10кВ Луговая в ЦУС по точкам учета.

3.4. Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.

3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.

Не требуется

3.4.2. Новое строительство.

3.4.2.1. Обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации в ЦУС Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада" "Вологдаэнерго".

3.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).

Не требуется.

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.

4.1.1. Выполнить строительство сетей 10кВ, план трассы и способ прокладки определить проектом.

4.1.2. Произвести установку ТП 10кВ, тип ТП, число и мощность трансформаторов определить проектом.

4.1.3. Схему внутриобъектных сетей 0,4кВ определить проектом.

4.1.4. Для электроснабжения потребителей с непрерывным технологическим процессом предусмотреть установку независимого резервного источника снабжения электрической энергией. Владелец энергопринимающих устройств обязан поддерживать установленные автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики

4.2.Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.

4.2.1. Провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств в связи с увеличением мощности эл.установки.

4.2.2. Предусмотреть устройства автоматического отключения приёмников электроэнергии при снижении частоты или напряжения в прилегающей электрической сети, а также, по командам устройств противоаварийной автоматики.

4.3.Требования по учету электрической энергии.

- Учет электрической энергии выполнить в соответствии с действующей НТД.

4.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минпромэнерго РФ от 22.06.2015 № 380.
4.4.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 32145-2013).
4.4.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.
4.4.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).
4.4.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).
4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).
4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя.

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.
5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.)
По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.
5.3 Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.
5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:
5.4.1. Система электроснабжения объекта.
5.4.1.1 Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.
5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.
5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.
5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.

- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.

5.4.2. Качество электроэнергии.

5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

5.4.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

5.4.3. Организация строительства.

5.4.4. Организация эксплуатации.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

6.2. Получить от филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» справку (акт) о выполнении технических условий.

6.3. Обеспечить участие представителей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.

6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 2 года с даты утверждения. Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические

условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).
7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Главный инженер ПО ВЭС филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго» Ю.П.Циберный

О.М.Петлюк
(8172)768447

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям
Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

Основание	Заявка № ВОЛ26-00144 от 24.01.2020 года
Заявитель	ОАО «Российские железные дороги»

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	Энергопринимающее устройство – существующая ВЛ-10кВ от опоры № 68 ВЛ 10 кВ «Родина» ПС 110 Луговая, объект - КТПБ-1000 кВА 10/0,4 кВ для электроснабжения «Ангар для ремонта дорожно-строительной техники на территории производственной базы ПМС-113 ст Лоста»
1.2. Местоположение объектов	Вологодская область, г. Вологда, ст. Лоста, производственная база ПМС-113 ст Лоста, ЗУ 35:25:0702021:3
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт.	950кВт
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	600кВт
1.5. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт (кВА)	1550кВт
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	1х630кВА – существующая 1х1000кВА – вновь присоединяемая
1.7. Характеристика электрической нагрузки	Производственная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Третья
1.9. Объем аварийной и технологической брони	нет
1.10. Класс напряжения электрических сетей Сетевой организации, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	10 кВ
1.11. Год ввода	2020

2. Схема приема мощности

2.1. Центры питания	ПС 110/35/10кВ Луговая
2.2. Точки присоединения	Опора №68 ВЛ-10кВ Родина
2.3. Точка общего присоединения (ТОП)	ВЛ-10кВ Родина
2.4. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности предварительно устанавливается	на контактных соединениях проводов на опоре № 68 ВЛ-10кВ Родина ПС 110/35/10кВ Луговая

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети. Мероприятия выполняются одним этапом
3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.
Не требуется
3.1.2. Новое строительство
Не требуется
3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную)
3.2.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.
- Выполнить расчет и при необходимости наладку устройств РЗА ВЛ-10кВ Родина
3.2.2. Новое строительство
3.2.2.1. Предусмотреть участие нагрузки заявителя в реализации управляющих воздействий от ПА (АЧР). Определить объём управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА.
3.2.2.2. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления, в том числе, предусмотреть техническую возможность дистанционного ввода графика временного отключения на ПС 110/35/10кВ Луговая с ДЦ ПО "ВЭС".
3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ.
3.3.1. Развитие существующих объектов сетевой организации
Не требуется
3.3.2. Новое строительство
3.3.2.1. Учет электроэнергии выполнить
- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении,
- в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442,
- в соответствии требованиями Стандарта ПАО МРСК Северо-Запада СТО 01.Б5.01 – 2014 Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии,
- в соответствии с требованиями Стандарта СТО 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования»
Приборы расчетного учета электроэнергии должны быть установлены на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергии (энергопринимающих устройств) заявителя и сетевой организации.
- Точками технического учета электроэнергии определить существующие

3.3.2.2 Требования к метрологическим характеристикам измерительных трансформаторов.
- Предусмотреть применение трансформаторов тока с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2015. Тип и параметры применяемого оборудования определить проектом;
- предусмотреть применение трансформаторов напряжения с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-2015. Тип и параметры применяемого оборудования определить проектом.
3.4. Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.
3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.
Не требуется
3.4.2. Новое строительство.
3.4.2.1. Обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации в ЦУС Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада".
3.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения)
Не требуется

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1 Мероприятия по организации схемы приема мощности.
4.1.1. Выполнить проверочный расчет нагрузки сетей 10 (0,4) кВ, находящихся на балансе Заявителя с учетом существующей и вновь присоединяемой мощности. При необходимости выполнить замену (усиление) необходимых элементов сетей.
4.1.2. Выполнить строительство необходимого количества распределительных сетей 10 (0,4 кВ) в целях приема вновь присоединяемой мощности. Количество, тип, мощность силовых трансформаторов ТП, модификацию применяемого оборудования, тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП определить проектом.
4.2 Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.
4.2.1. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.
4.3 Требования по учету электрической энергии.
- приборы расчетного учета электроэнергии должны быть установлены на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики заявителя и Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями главы 10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442,
- для учета электрической энергии подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять получасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности 0,5S и выше, обеспечивающие хранение данных о получасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в систему учета.

С целью обмена показаниями расчетных приборов учета, включая предоставление удаленного доступа для получения данных систем учета между субъектами розничного рынка рекомендуется обеспечить интеграцию прибора учета в АИИС КУЭ Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

Технические решения, схемы подключения, метрологические характеристики, типы и параметры приборов учета и измерительных трансформаторов, каналы передачи данных, место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определить проектом и

согласовать с Вологодским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада»

4.4 Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности

4.4.1 Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.

4.4.2 Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 32145-2013).

4.4.3 Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

4.4.4 При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).

4.4.5 При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

4.5 Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).

4.5.1 Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя.

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО «ВЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ПТБ, НТП и др.).

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.

5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:

5.4.1. Система электроснабжения объекта.

5.4.1.1. Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.
5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:
- техническое обоснование выбора типов устройств РЗА;
- расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА;
5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.
5.4.2. Качество электроэнергии.
5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование в ПО «ВЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.
5.4.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада».
6.2. Получить от Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» справку (акт) о выполнении технических условий.
6.3. Обеспечить участие представителей Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.
6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 2 года с даты заключения договора на технологическое присоединение. Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий

заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя»)

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии

Заместитель Генерального директора
По развитию и реализации услуг
ПАО «МРСК Северо-Запада» С.В. Филатова

Романцев А.В.
Мирнова Т.В.
(8172)76 84 47

Приложение № 1
к договору на осуществление
технологического присоединения
от «06» мая 2013 г. № ТП-12/1332

СОГЛАСОВАНО:
Филиал ОАО «СО ЕЭС»
Вологодское РДУ
Первый заместитель директора -
главный диспетчер
_____ В.Р.Богуславский
(подпись, Ф.И.О.)
«23» 03 2016 г.

УТВЕРЖДАЮ:
ГП ВО «Областные электротеплосети»
Главный инженер
_____ А.В. Яковишин
(подпись, Ф.И.О.)
«06» 04 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на технологическое присоединение к электрическим сетям в новой редакции от 01.03.2016 г.

Жилой комплекс, по адресу: г.Вологда, ул.Архангельская
(наименование объекта электросетевого хозяйства)

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 13.12.2012 г. № 444 и корректировки от 02.03.2016 г. № 16 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от 06.05.2013 № ТП-12/1332 объектов энергопринимающих устройств ООО «Жилищно-строительная индустрия», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям *ГП ВО «Областные электротеплосети»*.

Настоящие технические условия действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя:

максимальной мощностью 9,200 МВт в 2 этапа (на I этапе – 2,5 МВт, на II этапе – 6,7 МВт) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя, с центром питания ПС 110 кВ Луговая:

с образованием после выполнения настоящих технических условий 4 (четырех) точек присоединения со следующим распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- **I этап строительства** (16-17 этажный жилой дом №3 по ГП, 9-ти этажные жилые дома №3 по ГП, №5 по ГП, №6 по ГП, №7 по ГП, газовая котельная, 9-ти этажные жилые дома №13 по ГП, №14 по ГП, №15 по ГП – год ввода в эксплуатацию 2016-2017 г.г.):

1 точка (существующая ячейка 1 секции шин РУ 10 кВ ТП № 484) с максимальной мощностью 1,250 МВт,

2 точка (существующая ячейка II секции шин РУ 10 кВ ТП № 484) с максимальной мощностью 1,250 МВт;

- **II этап строительства** (10-16 этажные жилые дома №1 по ГП, №8 по ГП, №4 по ГП, №2 по ГП, № по ГП, 9-ти этажные жилые дома №№12, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 24 по ГП – год ввода в эксплуатацию 2018-2020 г.г.):

1 точка (существующая ячейка I секции шин РУ 10 кВ ТП № 484) с максимальной мощностью 2,3 МВт,

2 точка (существующая ячейка II секции шин РУ 10 кВ ТП № 484) с максимальной мощностью 2,3 МВт,

3 точка (проектируемая ячейка I секции шин РУ 10 кВ проектируемого РП 10 кВ) с максимальной мощностью 2,3 МВт,

4 точка (проектируемая ячейка II секции шин РУ 10 кВ проектируемого РП 10 кВ) с максимальной мощностью 2,3 МВт,

Схема присоединения к электрическим сетям *ГП ВО «Областные электротеплосети»* обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя по I этапу – 2,5 МВт по второй категории надежности электроснабжения, по II этапу – 9,2 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий:

1.1. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

I этап строительства:

1.1.1. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ I и II секции шин ТП № 484 до проектируемой трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ № 1 по ГП. Параметры линий 10 кВ определить проектом.

1.1.2. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 1 по ГП до проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 2 по ГП. Параметры линий 10 кВ определить проектом.

1.1.3. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 2 по ГП до проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 3 по ГП. Параметры линий 10 кВ определить проектом.

1.1.4. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 1 по ГП до проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 4 по ГП. Параметры линий 10 кВ определить проектом.

1.1.5. Строительство 4-х проектируемых ТП 10/0,4 кВ. Тип ТП, характеристики устанавливаемого оборудования определить на стадии проектирования.

1.1.6. Строительство линий электропередачи 0,4 кВ от новых ТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств жилых домов (отдельно

линиями на жилую часть и отдельно на нежилые помещения). Параметры линий 0,4 кВ определить проектом.

1.1.7. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта. Схемы ВРУ 0,4 кВ объекта должны обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения.

II этап строительства:

1.1.8. Строительство кабельных линий 10 кВ от нового распределительного пункта 10 кВ, проектируемого с жилым комплексом по ул. Архангельская до проектируемой ТП 10/0,4 кВ № 1 по ГП. Параметры линий 10 кВ определить проектом.

1.1.9. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ нового РП 10 кВ, проектируемого с жилым комплексом по ул. Архангельская до проектируемых 4-х ТП 10/0,4 кВ по ГП. Параметры линий 10 кВ и схему присоединений определить проектом.

1.1.10. Строительство 4-х проектируемых ТП 10/0,4 кВ. Тип ТП, характеристики устанавливаемого оборудования определить на стадии проектирования.

1.1.11. Строительство линий электропередачи 0,4 кВ от новых ТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств жилых домов (отдельно линиями на жилую часть и отдельно на нежилые помещения). Параметры линий 0,4 кВ определить проектом.

1.1.12. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта. Схемы ВРУ 0,4 кВ объекта должны обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения.

1.2. **Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:**

I этап строительства: отсутствуют.

II этап строительства:

1.2.1. Строительство линий электропередачи 10 кВ от ячейки I секции шин и ячейки II секции шин РУ 10 кВ ПС 110 кВ «Луговая» до нового распределительного пункта 10 кВ, проектируемого с жилым комплексом по ул. Архангельская. Параметры линий 10 кВ определить на стадии проектирования.

1.2.2. Строительство распределительного пункта 10 кВ. Тип РП, характеристики устанавливаемого оборудования определить на стадии проектирования.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики.

2.2. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими

требованиями:

- в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии»,
- точки учета определить – в РУ 0,4 кВ новых ТП 10/0,4 кВ на вводах силовых трансформаторов I и II с.ш.;
- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ГП ВО «Областные электротеплосети» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

2.3. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного питания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий, и согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0,4$ на шинах 10 кВ, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности в точках присоединения к электрическим сетям ГП ВО «Областные электротеплосети», оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1, с учетом требований раздела 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с *ГП ВО «Областные электротеплосети»* и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.2. *ГП ВО «Областные электротеплосети»* выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.2, с учетом требований раздела 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с *ГП ВО «Областные электротеплосети»* и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей *ГП ВО «Областные электротеплосети»* и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ. Проверка выполнения

технических условий проводится в части мероприятий, предусмотренным каждым этапом, и по техническим условиям в целом по завершении всех этапов.

4.5. Получить от *ГП ВО «Областные электротеплосети»* акт о выполнении технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями), согласованный Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.6. Обеспечить участие представителей *ГП ВО «Областные электротеплосети»* и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

4.7. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в п.1.1 и объектов электросетевого хозяйства *ГП ВО «Областные электротеплосети»*, указанных в п.1.2 настоящих технических условий.

СОГЛАСОВАНО

Начальник ОПР		И.В. Нестерова
Начальник ОДС		В.И. Селяков
Начальник СР № 1		В.Н. Клюквин

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям
Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

Основание	Заявка от 25.08.2020 № СПБ80-094965
Заявитель	Закрытое акционерное общество "Северное машиностроительное предприятие»

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	КЛ 6 кВ, РТП 6/0,4 кВ для электроснабжения промышленного предприятия
1.2. Местоположение объектов	Вологодская обл, г Вологда, ул.Заливнейная, д.22 кад.№35:24:0102005:3351
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт,	1254 кВт
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	746 кВт
*1.5. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт**	точка 1 - ячейка-13 Севермаш -1 яч.13 (для подключения объекта с кад.№35:24:0102005:3351) - 2 000 кВт точка 2 - ячейка-20 Севермаш -2 яч.20 (для подключения объекта с кад.№35:24:0102005:3351) - 0 кВт
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА *1.7.Характеристика электрической нагрузки*	2*2000 кВА (уточнить на этапе проектирования) Производственная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Вторая
1.9. Объем аварийной и технологической брони	Не заявлено
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	6 кВ
1.11. Год ввода	2021

* Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы, при этом суммарная мощность по точкам присоединения не должна превышать 2000 кВт

2. Схема приема мощности

2.1. Центр питания	ПС 110/35/10/6 кВ Западная
2.2. Точки присоединения	контактные соединения между кабельными наконечниками и неподвижными контактами втычных разъемов в ячейке № 13 «Севермаш-1» 1 СШ и в ячейке № 20 «Севермаш-2» 2 СШ КРУ-6 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная

2.3. Точка общего присоединения	КРУ-6 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная
2.4. Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности	контактные соединения между кабельными наконечниками и неподвижными контактами втычных разъемов в ячейке № 13 «Севермаш-1» 1 СШ и в ячейке № 20 «Севермаш-2» 2 СШ КРУ-6 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети
3.1.1 Развитие существующих объектов сетевой организации:
Не требуется.
3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную)
3.2.1 Выполнить расчет и при необходимости наладку устройств РЗА на ПС 110/35/10/6 кВ Западная
3.2.2 Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления, в том числе, предусмотреть техническую возможность дистанционного ввода графика временного отключения на ПС 110/35/10кВ Западная с ДЦ ПО "ВЭС"
3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ
3.3.1 Развитие существующих объектов сетевой организации: не требуется
3.3.2 Новое строительство:
3.3.2.1 Учет электроэнергии:
Точками коммерческого и технического учета электроэнергии определить: существующие в ячейке № 13 «Севермаш-1» 1 СШ и в ячейке № 20 «Севермаш-2» 2 СШ КРУ-6 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная
3.4.Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДГУ.
3.4.1 Развитие существующих объектов сетевой организации: не требуется
3.4.2 Новое строительство
3.4.2.1. Обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации в ПУС Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада"
3.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения): не требуется

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1 Мероприятия по организации схемы приема мощности
4.1.1 Выполнить проверочный расчет нагрузки сетей 6 (0,4) кВ, находящихся на балансе Заявителя с учетом существующей и вновь присоединяемой мощности. При необходимости выполнить замену (усиление) необходимых элементов сетей
4.1.2 Выполнить строительство необходимого количества распределительных сетей 6 (0,4 кВ) в целях приема вновь присоединяемой мощности. Количество, тип, мощность силовых трансформаторов ТП, модификацию применяемого оборудования, тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП определить проектом
4.2.Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики
4.2.1 Выполнить схемы организации РЗА, произвести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.
4.3 Требования по учету электрической энергии. Не требуется

4.4 Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380

4.4.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 32145-2013).

4.4.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

4.4.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).

4.4.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения)

4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности

5. Указания к проектированию сети Заявителя.

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО «ВЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса

5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.)

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик

5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г

5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:

5.4.1. Система электроснабжения объекта.

5.4.1.1. Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики

Для электроприемников, не допускающих перерыва в электроснабжении, предусмотреть мероприятия по установке и подключению к автономным резервным источникам электроснабжения (РИСЭ)

5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.

5.4.2. Качество электроэнергии.

5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование в ПО «ВЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

5.4.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада».

6.2. Получить от Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» справку (акт) о выполнении технических условий.

6.3. Обеспечить участие представителей Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.

6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 4 года с даты заключения договора на технологическое присоединение. Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают

обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя)

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Первый заместитель директора –
главный инженер Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада» И.В. Кайсин

Ремищев А.В.
Кленова О.В.
(8172)708447

Приложение № _ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20 № _____

Заявка от «__13__» 04 2021 г.
№ ВОЛ26-00027

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

г.Вологда **«_16__»__04_____2021 г.**

ПАО «МРСК Северо-Запада» (Вологодский филиал)
(наименование сетевой организации, выдающей технические условия)

Муниципальное унитарное предприятие жилищно-коммунального хозяйства муниципального образования «Город Вологда» «Вологдагорводоканал»
(полное наименование организации - для юридического лица,
фамилия, имя, отчество - для индивидуального предпринимателя и физического лица)

1. Наименование энергопринимающих устройств (далее – электроустановка) Заявителя: ***КЛ 10 кВ, РТП 10/6/0,4 кВ, ЛЭП-0,4 кВ в совокупности с питающей, распределительной и групповой сетью объекта: очистные сооружения водопровода***

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение электроустановки Заявителя: ***Очистные сооружения водопровода Вологодская область, г.Вологда, ул.Клубова, д.54, кадастровый номер ЗУ 35:24:0102001:231***

3. Максимальная мощность присоединяемых электроустановок Заявителя составляет: ***4900 кВт*** в том числе:
максимальная мощность ранее присоединенных электроустановок Заявителя - ***0 кВт;***
максимальная мощность вновь присоединяемых электроустановок Заявителя - ***4900 кВт***

4. Категория надежности электроснабжения: ***Вторая***

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение ***10 кВ***

6. Год ввода в эксплуатацию электроустановок Заявителя: ***2026***

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции) и максимальная мощность электроустановки по каждой точке присоединения:

№ точки	Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Категория надежности	Максимальная мощность (кВт)*	Вид питания
1	1 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная	Контакты кабельного отсека проектируемой ячейки 1 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная	Вторая	4900	Основное
2	2 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная	Контакты кабельного отсека проектируемой ячейки II с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная	Вторая	0	Резервное

** Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы при этом суммарная мощность по точкам присоединения не должна превышать 4900 кВт*

8. Основной источник питания: ***1 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная***

9. Резервный источник питания. ***2 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная.***

10. Присоединяемая мощность силовых трансформаторов: ***2х6300 кВА (10/6 кВ), 2х100 кВА (10/0,4 кВ) (уточнить на этапе проектирования)***

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

11. Характеристика электрической нагрузки: ***Производственная***
12. Объем аварийной и технологической брони: ***не требуется***
13. Сетевая организация осуществляет:
13.1. Требования к электрической сети
13.1.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: Реконструкция ПС 110/35/10/6кВ Западная с установкой двух линейных ячеек на 1 и 2 с.ш. РУ 10 кВ с вакуумными выключателями.
13.1.2. Новое строительство: не требуется
13.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную автоматику): Выполнить требования действующих НТД
13.2.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.2.2. Новое строительство: Во вновь устанавливаемых ячейках применить микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики.
13.2.3. Разработать проект изменения параметров настройки устройств РЗА в прилегающей сети в связи с подключением к ней нового оборудования подстанций, ЛЭП
13.2.4. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления.
13.2.5. Обеспечить интеграцию применяемых устройств РЗА в систему АСУ ТП ПС, ОИК производственного отделения «Вологодские электрические сети» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» с организацией удалённых АРМ.
13.2.6. Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц
13.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности.
13.3.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется
13.3.2. Новое строительство: произвести установку приборов коммерческого учета электрической во вновь проектируемых ячейках I с.ш. и II с.ш. РУ-10кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная
13.3.3. Учет электроэнергии по присоединяемой ЛЭП 10 кВ выполнить:
- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442;
- В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;
- Точки коммерческого и технического учета электроэнергии определить: во вновь проектируемых ячейках I с.ш. и II с.ш. в РУ 10 кВ ПС 110/35/10/6 кВ Западная.
- для учета электрической энергии подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять получасовые объемы потребления электрической энергии, обеспечивающие хранение данных о получасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в систему учета;
13.3.4. Интегрировать автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), монтируемую в соответствии с п.13.3.2. ТУ в АИИС КУЭ Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», предусмотрев требования по классу точности не ниже 0,5S.
Технические решения, схемы подключения, метрологические характеристики, типы и параметры приборов учета и измерительных трансформаторов, каналы передачи данных, место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определить проектом
13.4. Требования к средствам диспетчерского и технологического управления (СДТУ).
13.4.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется
13.4.2. Новое строительство: обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации в ПУС Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада".

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

13.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения) не требуется.

14. Заявитель осуществляет:

14.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.

14.1.1. Выполнить строительство необходимого количества распределительных сетей 10 (0,4 кВ) в целях приема вновь присоединяемой мощности. Количество, тип, мощность силовых трансформаторов ТП, модификацию применяемого оборудования, тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП определить проектом.

14.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики: Выполнить требования действующих НТД.

14.2.1. Применить цифровые устройства РЗА. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.

14.3. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности: При наличии "искажающих" токоприёмников предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество электроэнергии и разработку мероприятия по снижению влияния до норм согласно ГОСТ 32144-2013.

14.3.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.

14.3.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 33073-2014).

14.3.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

14.3.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с *пофазным* управлением, фильтры высших гармоник).

14.3.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

14.4. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения): не требуются.

14.5. Указания к проектированию сети Заявителя.

14.5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО "Вологодские электрические сети" Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

14.5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПТФ, ПУЭ, ПТЭ, ППБ, ПОТРМ, НТП и др.)

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает Сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

14.5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, в том числе раздел «Система электроснабжения», предусматривающий:

14.5.3.1. Разработку схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

активной и реактивной мощности, проверку обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

14.5.3.2. Разработку перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

14.5.3.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

14.5.3.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения.
- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

14.5.3.5. Обеспечение выполнения требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование Вологодскому филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

14.5.3.6. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

14.5.3.7. Организация строительства.

14.5.3.8. Организация эксплуатации.

15. Получить от ПАО «МРСК Северо-Запада» акт о выполнении технических условий.

16. Фактическое присоединение объекта и фактическую подачу (прием) напряжения (мощности) выполнить после выдачи органом Ростехнадзора акта допуска, готовности объекта к включению и предоставления копии допуска в Сетевую организацию.

17. Срок действия данных технических условий – 2 года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

(подпись) **Кайсин Игорь Валерьевич**
(расшифровка подписи)

Первый заместитель директора – главный инженер
Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»
(должность фамилия, имя, отчество лица, действующего от имени сетевой организации)

"___" _____ 20___ г.

О.В. Клепова Тел.8 (8172) 768447

Приложение № 1
к договору от «___»_____ 2021 г.
№ ТП-21/00136
об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99.

Заявитель: Индивидуальный предприниматель Роздухов Максим Евгеньевич, 160009, г. Вологда, ул. Зосимовская, д. 91, кв. 72 (тел. 8-963-354-53-80).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительное устройство (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Производственная база, расположенная по адресу: г. Вологда, ул. Александра Клубова, д. 87 (кадастровый номер земельного участка 35:24:0103002:1394).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1 366 кВт (изменение схемы внешнего электроснабжения в связи с установкой газо-поршневой электростанции (ГПУ) контейнерного типа).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 1366 кВт (в том числе КТП №731 – 570 кВт, КТП №525 – 396 кВт, КТП №353 – 400 кВт).

4. Категория надежности: III (третья).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 6 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: II квартал 2021 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - кабельная линия 6 кВ от распределительного устройства (РУ) 6 кВ распределительного пункта совмещенного с трансформаторной подстанцией (РТП) №36, яч. №12 в РУ 6 кВ КТП №731; - кабельная линия от РУ 6 кВ РТП №36, яч. №13 в РУ 6 кВ ТП №525; - распределительное устройство 6 кВ ТП №161.

8. Основной источник питания: ПС «Ананьино» 110/35/6 кВ.

9. Резервный источник питания: не требуется.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: отсутствуют.

10.2. К организации узлов учета электрической энергии принять существующие узлы учета в РУ 6 кВ РТП №36 яч. №12 и яч. №13. Организовать узел учета электрической энергии на «приём» и «отдачу» электрической энергии в РУ 6 кВ ТП №161, яч. №3 в направлении ТП №353.

10.3. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 6 кВ объекта Заявителя. Объем работ по переустройству схемы наружного электроснабжения 0,4/6 кВ в связи с

ИД оригинала документа в Synerdocs
07404eda-1927-44a3-83ab-4308b66e536e
Отправлен 10.03.2021 19:20:48 (UTC+03:00)

установкой газо-поршневой электростанции определить проектом. Проектным решением предусмотреть расположение точек контроля нулевого перетока в яч.№5 РУ 6 кВ ТП №525, яч.№1 РУ 6 кВ ТП №731 и яч.№1 ТП №353.

11.2. Строительство газо-поршневой электростанции контейнерного исполнения вблизи КТП №731. Строительство электрической сети 0,4 кВ/6 кВ от электростанции до ячейки №5 РУ 6 кВ КТП №731. Объем работ по строительству, место установки электростанции, схемы электрических сетей управления и сетевого контроля оборудования ГПУ определить проектом. Тип и мощность повышающего трансформатора определить проектом. При необходимости устройства управления ГПУ оснастить источниками бесперебойного питания.

11.3. Оснащение ГПУ устройствами, исключающими несинхронное включение объекта по производству электрической энергии в электрическую сеть АО «Вологдаоблэнерго», а также подачу несинхроннного напряжения на объект по производству эл. энергии от электрической сети.

11.4. При строительстве, переустройстве электрических сетей 6 кВ исключить возможность одновременной подачи напряжения в электрические сети 6 кВ АО «Вологдаоблэнерго» путём замены в вводных ячейках в РУ 6 кВ КТП №731 яч.№1 и ТП №525 яч.№5 от РТП №36, яч.№12, яч.№13 и РУ 6 кВ ТП №353 яч.№1 от ТП №161, яч.№3 выключателей нагрузки на быстродействующие коммутационные аппараты. При параллельной работе с эл. сетью предусмотреть отключение без выдержки времени быстродействующих коммутационных аппаратов 6 кВ при направлении мощности в сторону питающих подстанций.

11.5. Контроль и поддержание качества электрической энергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.6. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7. ПУЭ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан получить технические условия в связи с изменением схемы внешнего электроснабжения 6 кВ и согласовать проектную документацию с Вологодским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада».

13.2. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.4. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87.

Главный инженер А.А. Михалин

Шевелев П.А. Тел. +7 (8172) 55-07-57

ИД сформирован в Synerdocs
07404ede-1f27-44a3-83ee-4308a88ed3fa

Утверждаю:
Первый заместитель директора –
главный инженер филиала ПАО
«МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

_____ / Р.А.Марков/
(подпись) (расшифровка подписи)

«___» _____ 20___ г

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Основание:	Заявка № 26-00136В/19 от 18.01.2019 года
Заявитель	ООО «Аквапродукт»

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	КТП-10/0,4кВ для электроснабжения производственного рыбоводного комплекса
1.2. Местоположение объектов	Вологодский р-н. п.Грибково (к.н. 35:25:07040026:1007)
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт.	1500
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	0
1.5. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт (кВА)	1 точка – 750кВт 2 точка – 750кВт Указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	2х1600кВА
1.7. Характеристика электрической нагрузки	Промышленная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Вторая
1.9. Объем аварийной и технологической брони	Не заявлено
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	10 кВ

2. Схема приема мощности

2.1. Центры питания	ПС 35/10кВ Снасудово; ПС 35/10кВ Надеево
2.2. Точки присоединения	Основное питание: Концевая опора вновь строящегося участка ВЛ 10кВ от опоры №4 отп.Дьяково ВЛ-10кВ Грибково, ПС 35/10 кВ Снасудово Резервное питание: Концевая опора вновь строящегося участка ВЛ 10кВ от опоры №58 ВЛ-10кВ Кожино ПС 35/10 кВ Надеево
2.3. Точка общего присоединения (ТОП)	Основное питание: ВЛ-10кВ Грибково Резервное питание: ВЛ-10кВ Кожино
2.4. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности предварительно устанавливается	Основное питание: контактные соединения проводов на концевой опоре вновь строящегося участка ВЛ 10кВ от опоры №4 отп.Дьяково ВЛ 10кВ Грибково ПС 35/10кВ Снасудово у границы участка заявителя Резервное питание: контактные соединения проводов на концевой опоре вновь строящегося участка ВЛ 10 кВ от опоры №58 ВЛ-10кВ Кожино ПС 35/10 кВ Надеево у границы участка заявителя

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.
- Реконструкция ячейки №1 Кожино РУ 10кВ ПС 35/10кВ Надеево с заменой трансформаторов тока. Тип ТТ, коэффициент трансформации определить проектом исходя из расчета присоединяемой мощности.

3.1.2. Новое строительство.
- Строительство участка ВЛ-10кВ от опоры №4 отп.Дьяково ВЛ-10кВ Грибково до границы участка заявителя. План трассы, тип опор, марку и сечение провода определить проектом.
- Строительство участка ВЛ-10кВ от опоры №58 ВЛ 10кВ Кожино до границы участка заявителя. План трассы, тип опор, марку и сечение провода определить проектом.

3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную).
Не требуется
3.2.1. Развитие существующих объектов сетевой организации
3.2.1.1.Выполнить расчет и при необходимости наладку устройств РЗА ВЛ 10 кВ Грибково, ВЛ 10 кВ Кожино.
3.2.2. Новое строительство.
3.2.2.1. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления.
3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ.
3.3.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.
Не требуется
3.3.2. Новое строительство.
Не требуется

3.4. Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.
3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации.
Не требуется
3.4.2. Новое строительство.
Не требуется.
3.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).
Не требуется.

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.
4.1.1 Установка ТП 10/0,4 кВ. Тип ТП, число и мощность трансформаторов определить проектом.
4.2.Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.
4.2.1. Провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств в связи с присоединение новых эл.установок.
4.2.2. Предусмотреть устройстза автоматического отключения приёмников электроэнергии при снижения частоты или напряжения в питающей электрической сети, а также, по командам устройств противоаварийной автоматики.
4.3.Требования по учету электрической энергии.

- Расчетный учет электроэнергии должен быть выполнен в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями главы 10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442
- Учет электрической энергии выполнить на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя и собственника сетей.
- С целью обмена показаниями расчетных приборов учета, включая предоставление удаленного доступа для получения данных систем учета между субъектами розничного рынка рекомендуется обеспечить интеграцию прибора учета в АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения
- Для учета электрической энергии подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять получасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности 0,5S и выше, обеспечивающие хранение данных о получасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в систему учета

4.3.1. Требования к метрологическим характеристикам измерительных трансформаторов:
Предусмотреть применение трансформаторов тока с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2015;
Предусмотреть применение трансформаторов напряжения с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-2015.

- Технические решения, схемы подключения, метрологические характеристики, типы и параметры приборов учета и измерительных трансформаторов, каналы передачи данных, место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определить проектом и согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ВЭС»
-

4.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49.

4.4.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 32145-2013).

4.4.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

4.4.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).

4.4.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного электроснабжения).

4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя.

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ВЭС», Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.)

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

5.3 Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.

5.4. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:

5.4.1. Система электроснабжения объекта.

5.4.1.1 Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

5.4.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

5.4.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

5.4.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.4.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.

5.4.2. Качество электроэнергии.

5.4.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ВЭС», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по устанавливаемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

5.4.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ВЭС».

6.2. Получить от филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ВЭС» справку (акт) о выполнении технических условий.

6.3. Обеспечить участие представителей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» ПО «ВЭС» при осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.

6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 2 года с даты заключения договора на технологическое присоединение. Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Главный инженер ПО ВЭС филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго» Ю.П. Цыберный

Румянцев А.В.
Петлюк О.М.
(8172)76 84 47

Приложение № 1
к договору от «___»_____ 20___ г.
№ ТП-21/01138
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих устройств к
электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99.

Заявитель: Вологодская областная клиническая больница БУЗ ВО, 160002, Вологодская обл, Вологда г, Лечебная ул, дом № 17.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Больничный комплекс, по адресу: г Вологда, Пошехонское шоссе, д 23 (Кадастровый номер земельного участка: 35:24:0501013:42.).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1 621 кВт (изменение категории надежности электроснабжения).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 1 621 кВт (в том числе 523 кВт (II категория надежности) – блок А лечебного корпуса, 435 кВт (II категория надежности) – блок Б лечебного корпуса, 467 кВт (II категория надежности) – блок В лечебного корпуса, 126 кВт (II категория надежности) – томограф, 44 кВт (III категория надежности) – бомбоубежище, 16 кВт (III категория надежности) – кислородная, 10 кВт (III категория надежности) – хозкорпус).

4. Категория надежности: 70 кВт - III (третья), 1551 кВт - II (вторая) и I (первая) для электроприемников требующих бесперебойного питания.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: III квартал 2 021 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие (планируемые):

- контактные соединения восьми КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 510 ф.2,3,4,13,14,15,16 – ВРУ-2 блока А лечебного корпуса» в ВРУ-2 блока А лечебного корпуса;

- контактные соединения двух КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.11 – ВРУ-2 блока А лечебного корпуса» в ВРУ-2 блока А лечебного корпуса и четырех КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.6,8,11,13 – ВРУ-1 блока А лечебного корпуса» в ВРУ-1 блока А лечебного корпуса;

- контактные соединения восьми КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 510 ф.5,6,7,8,9,10,11,12 – ВРУ блока Б лечебного корпуса» в ВРУ блока Б лечебного корпуса;

- контактные соединения восьми КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.1,2,3,4,15,17,19,21 – ВРУ блока В лечебного корпуса» в ВРУ блока В лечебного корпуса;

- контактные соединения двух КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 510 ф.18,20 – ВРУ томографа» в ВРУ томографа;

ЭД оригинала документа в Synerdocs
Отправлен: 25.05.2021 16:39:17 (UTC+03:00)

- контактные соединения двух КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.12 – ВРУ томографа» в ВРУ томографа;

- контактные соединения КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.16 – ВРУ бомбоубежища» в ВРУ бомбоубежища;

- контактные соединения двух КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.5,10 – распределительная коробка кислородной» в распределительной коробке кислородной;

- контактные соединения КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 511 ф.20 – ВРУ хозкорпуса» в ВРУ хозкорпуса;

- контактные соединения двух КЛ-0,4 кВ направлением «ТП 510 ф.30,32 – щит АВР ДЭС» в РУ-0,4 кВ ТП 510.

8. Основной источник питания: ПС «Вологда-Южная» 220/110/35/10/6 кВ I секция шин.

9. Резервный источник питания: ПС «Вологда-Южная» 220/110/35/10/6 кВ II секция шин (в качестве независимого источника электроснабжения для потребителей особой группы I категории надежности - дизель-электрической станции (ДЭС)).

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: отсутствуют.

10.2. Принять к расчету существующие измерительные комплексы электроэнергии в РУ-0,4 кВ ТП 510 и ТП 511.

10.3. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Замена вводно-распределительных устройств 0,4 кВ второго этажа здания лечебного корпуса блока А, Б и В для размещения операционного блока №1 (4 операционных, вспомогательные помещения). Объем работ по замене и модернизации оборудования определить проектом.

11.2. Замена заземляющих проводников и заземляющих устройств (при необходимости) вводно-распределительных устройств 0,4 кВ, распределительных, силовых щитов 0,4 кВ и щитов освещения 0,4 кВ здания лечебного корпуса блока А, Б и В.

11.3. Замена при модернизации внутренней электропроводки объекта, а также силовой и осветительной арматуры, установленной в помещениях объекта. Строительство (при необходимости) новых электрических сетей 0,4 кВ определить проектом.

11.4. Схему внутренней распределительной сети объекта, количество и место расположения щитов силовых, щитов освещения модернизированного оборудования 0,4 кВ определить проектом (при необходимости запроектировать новое строительство).

11.5. Строительство источника бесперебойного питания (ИБП) с максимальной мощностью 400 кВА с АВР. Место размещения по установки контейнера ИБП на 400 кВА определить проектом. Строительство линий электропередачи 0,4 кВ от ИБП до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ. Объем строительства и параметры электрических сетей 0,4 кВ определить проектом.

11.6. Замена действующего ДГУ ДЭС КД-240 кВА на ДГУ ТЭ.1000С-400Т-2РНWoling с АВР в контейнере типа «СЕВЕР», Р-1000 кВА. Объем работ по замене ДГУ и параметры определить проектом. Объем работ по строительству (при необходимости) новых питающих электрических линий электропередачи 0,4 кВ от вновь устанавливаемого ДГУ определить проектом.

11.7. Требования предъявляемые к дизель-электрическим станциям:

11.7.1. Дизель-электрическую станцию с формой характеристики выходного напряжения принять строго синусоидальную;

ИД оригинала документа в Synerdocs
71f83da7-e233-42ae-bd20-2e91dd2908

11.7.2. Исключить возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации путём применения блокировок;

11.7.3. Помещение для установки дизель-электрической станции (ДЭС) должно соответствовать требованиям к пожарной безопасности, электробезопасности и защите окружающей среды;

11.7.4. Конструкция, исполнение, режим работы нейтрали и класс изоляции ДЭС должны соответствовать параметрам питающей сети и электроприёмников;

11.7.5. Для перекрытия бестоковых пауз до пуска-прогрева и включения под нагрузку ДЭС проектом предусмотреть установку источника бесперебойного питания. Емкость источника бесперебойного питания и параметры определить проектом.

11.8. Требования для электроприемников относящихся к I категории надежности:

11.8.1. Для электроприемников I категории надежности электроснабжения схемы вводных устройств должны предусматривать возможность автоматического ввода резерва (устройство АВР). Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности.

11.9. Составление и согласование актов аварийной и технологической брони.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» .

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87.

Главный инженер А.А. Михалин

Пельшмяков Д.В.
Тел. +7 (8172) 55-08-01, ДОБ 1198

ИД оригинала документа в Synerdocs
f1163da7-e228-42ee-bb93-2a971c620051
Отправлен: 25.05.2021 16:38:17 (UTC+03:00)

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

Заявка от «_01_» ___04_ 2021 № ВОЛ26-00025

СОГЛАСОВАНО
Первый заместитель директора – главный диспетчер Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ
_____ В.Р. Богуславский
«05» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Северо-Запада»
_____ С.В. Филатова
«___» _____ 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» (Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада») энергопринимающих устройств Министерства обороны Российской Федерации

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 01.04.2021 № ВОЛ26-00025 и письма Министерства обороны Российской Федерации от 28.04.2021 № ФКП/22/4496 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Министерства обороны Российской Федерации, именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» (Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»).

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северо-Запада» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 10 560,55 кВт в два этапа (на первом этапе - 6025 кВт, на втором этапе – 4535,55 кВт)

с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

– точка 1 – болтовые зажимы натяжных гирлянд на приемном портале (портальной опоре) проектируемой ГПП-110/10 в сторону проектируемой отпайки от ВЛ 110 кВ Дорожная с максимальной мощностью 5280,27 кВт (на первом этапе – 3012,5 кВт, на втором этапе – 2267.77 кВт);

– точка 2 – болтовые зажимы натяжных гирлянд на приемном портале (портальной опоре) проектируемой ГПП-110/10 в сторону проектируемой отпайки от ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково с максимальной мощностью 5280,28 кВт (на первом этапе – 3012,5 кВт, на втором этапе – 2267.78 кВт).

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» (Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада») обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме:

– на первом этапе строительства – 5577 кВт по первой категории надежности электроснабжения, 448 кВт по второй категории надежности электроснабжения,

– на втором этапе строительства – 6487,39 кВт по первой категории надежности электроснабжения, 3009,36 кВт по второй категории надежности электроснабжения, 1063,8 кВт по третьей категории надежности электроснабжения.

Приложение № ___ к Договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

Заявка от « 01 » 04 2021 № ВОЛ26-00025

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

I этап:

1.1. Строительство отпайки 110 кВ от опоры № 291, с ее заменой на анкерную ответвительную (номер опоры уточнить при проектировании), ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково до РУ 110 кВ Заявителя ориентировочной протяженностью 8,37 км. Трассу, способ прокладки, марку и сечение провода, тип опор уточнить на стадии проектирования.

1.2. Строительство отпайки 110 кВ от опоры № 132, с ее заменой на анкерную ответвительную (номер опоры уточнить при проектировании), ВЛ 110 кВ Дорожная до РУ 110 кВ Заявителя ориентировочной протяженностью 5,77 км. Трассу, способ прокладки, марку и сечение провода, тип опор уточнить на стадии проектирования.

1.3. Строительство ГПП-110/10 кВ Заявителя с установкой 2-х трансформаторов 110/10 кВ номинальной мощностью 10 МВА каждый. Схему, параметры оборудования определить на стадии проектирования.

II этап:

1.4. Переподключение существующих КЛ-10 кВ.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА), соответствующими требованиям VII раздела Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС). Устройства РЗА должны обеспечивать правильную работу при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45,0–55,0 Гц.

2.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пункте 1.3 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Вологодский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» по двум независимым каналам связи, организовать ретрансляцию телеинформации из Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ в соответствии со следующими требованиями:

- технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с Вологодским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.3 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» по двум независимым каналам связи.

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

2.4.1. Расчетный учет электроэнергии должен быть выполнен в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями главы 10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442.

2.4.2. Обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от « » 20___ №

Заявка от « 01 » 04 2021 № ВОЛ26-00025

Запада» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ ЗАЯВИТЕЛЯ

3.1. Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, АОПО). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\,\varphi < 0{,}5$ в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» (Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада») энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3, 1.4 с учетом требований раздела 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Вологодским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада», ПО «ЧЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.2. Вологодский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.2 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Вологодский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС»

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

Заявка от «_01__» ___04__ 2021 № ВОЛ26-00025

Вологодское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «МРСК Северо-Запада».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северо-Запада» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями), включая осмотр (обследование) присоединяемых объектов электросетевого хозяйства, указанных в разделе 1 настоящих технических условий, с участием представителей Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» и Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.5. Получить от Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» акт о выполнении технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями), согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в пунктах 1.3, 1.4 настоящих технических условий, и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северо-Запада», указанных в пунктах 1.1, 1.2 настоящих технических условий.

Приложение: Пояснительная схема присоединения объектов электросетевого хозяйства Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» на 1 л. в 1 экз.

_____ **Кайсин Игорь Валерьевич**
(подпись) (расшифровка подписи)

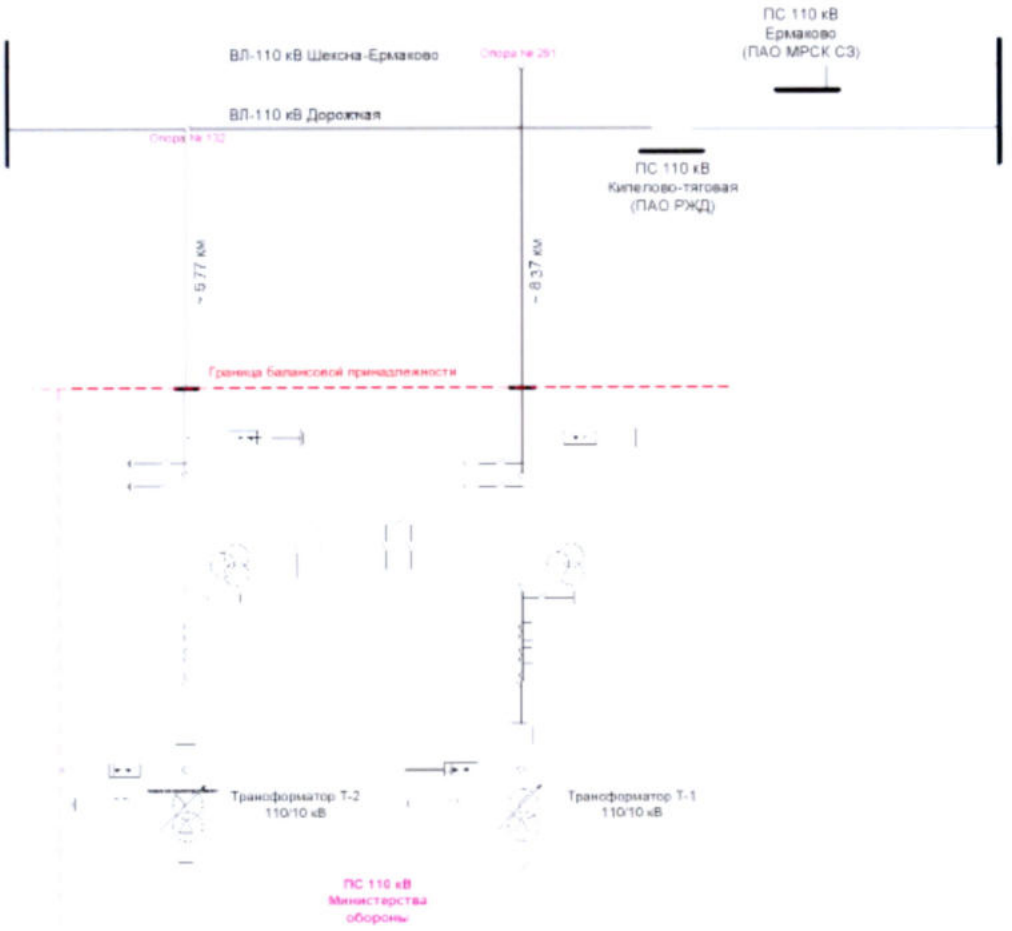
Первый заместитель директора - главный инженер
Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»
(должность, фамилия, имя, отчество, лицо, действующего от имени сетевой организации)

"___" _____ 20___ г.

А.В. Румянцев тел.8(8172) 768531
О.В. Казнова Тел.8 (8172) 768447

Приложение № 1
к техническим условиям
от №

Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Министерства обороны РФ к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада»



№ _____

Согласовано:

Заместитель генерального директора
Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра

_____ В.В. Литвинов

«11» 06 2014 г.

М.П.

Утверждаю:

Директор
Общества с ограниченной
ответственностью «Энерготранзит Альфа»

_____ Е.А. Охотин

«19» мая 2014 г.

М.П.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на технологическое присоединение по индивидуальному проекту

№ 236-1 «19» мая 2014 г.

Основание: Заявка № 056 от 15.05.2014

Заявитель: **ООО «ИнвестЖилСтрой»**

1. **Характеристика объектов присоединения:**

1.1. *Наименование объектов:* ***Многоэтажные жилые дома в мкрн. ул. Ильюшина – Окружное шоссе – Ленинградское шоссе г. Вологда.***

1.2. *Местоположение объектов:* ***г. Вологда, мкрн. ул. Ильюшина – Окружное шоссе – Ленинградское шоссе.***

1.3. *Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет* ***21502,58 кВт*** *(в соответствии с заявкой) с разбивкой ввода по этапам:*

I этап – 2133,65 кВт;
II этап – 3045,65 кВт;
III этап – 3857,62 кВт;
IV этап – 1392,48 кВт;
V этап – 2364,48 кВт;
VI этап – 3032,17 кВт;
VII этап – 2971,67 кВт;
VIII этап – 2704,86 кВт.

1.4. *Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств* ***отсутствует.***

1.5. *Присоединяемая мощность силовых трансформаторов* ***определить проектом.***

1.6. *Характеристика электрической нагрузки* ***жилые дома, объекты социально-культурной сферы, торговые и офисные помещения, круглосуточная, круглогодичная.***

1.7. *Категория по надежности электроснабжения*

I этап: II категория – 2076,46 кВт, III категория – 57,19 кВт;
II этап: II категория – 4944,52 кВт, III категория – 234,78 кВт;
III этап: II категория – 8450,56 кВт, III категория – 586,36 кВт;
IV этап: II категория – 9791,44 кВт, III категория – 637,96 кВт;
V этап: II категория – 12024,34 кВт, III категория – 769,54 кВт;
VI этап: II категория – 14719,56 кВт, III категория – 1106,49 кВт;
VII этап: II категория – 17351,27 кВт, III категория – 1446,45 кВт;
VIII этап: II категория – 19911,65 кВт, III категория – 1590,93 кВт.

1.8. *Объем и обоснование аварийной и технологической брони:* ***не требуется.***

1.9. *Требуемое напряжение:* ***0,4 кВ.***

2. Схема приёма мощности (приложение):

2.1. *Центр питания:* ***ПС 220/10/10 кВ ГПП-2 ООО «ЭТА».***

2.2. *Точки присоединения:* ***контакты подключения КЛ-0,4 кВ, приходящих с сооружаемых РТП и ТП 10/0,4 кВ, в ВРУ проектируемых зданий. Количество точек присоединения, а также распределение максимальной мощности по точкам присоединения, для каждого присоединяемого объекта будет определено проектом.***

2.3. *Точки общего присоединения:* ***ЗРУ-10 кВ ПС 220/10/10 кВ ГПП-2 ООО «ЭТА», яч. 33 (4СШ), 52 (3СШ) - РТП-1 10/0,4 кВ – сооружаемые ТП-10/0,4 кВ; ЗРУ-10 кВ ПС 220/10/10 кВ ГПП-2 ООО «ЭТА», яч.11 (1СШ), 18 (2СШ) - РТП-2 10/0,4 кВ – сооружаемые ТП-10/0,4 кВ.***

2.4. *Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности предварительно устанавливается:* ***контакты подключения приходящих КЛ-0,4 кВ с сооружаемых РТП 10/0,4 кВ и ТП 10/0,4 кВ в ВРУ-0,4 кВ проектируемых зданий.***

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых ООО «ЭТА».

3.1. Мероприятия по проектированию и строительству схемы приема мощности.

I этап:

3.1.1. Запроектировать и выполнить строительство КЛ-10 кВ от ячеек **33 (4СШ), 52 (3СШ), 11 (1СШ), 18 (2СШ) ЗРУ-10 кВ ПС 220/10/10 кВ ГПП-2 ООО «ЭТА»** до РТП-1 и РТП-2, кабельной перемычки 10 кВ между РТП-1 и РТП-2. Запроектировать и выполнить строительство РТП-1 10/0,4 кВ, РТП-2 10/0,4 кВ, ТП1 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от РТП-1 до сооружаемой ТП1 10/0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от РТП-1 10/0,4 кВ, ТП1 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №1, №2 (в т.ч. офисные помещения №2), торговые площади №30, №31). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов РТП и ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

II этап:

3.1.2. Запроектировать и выполнить строительство ТП2 и ТП3 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от ТП1 до сооружаемой ТП2, от сооружаемой ТП2 до сооружаемой ТП3, КЛ-0,4 кВ от РТП-1, ТП2, ТП3 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №3, №4, №5 (в т.ч. офисные помещения №3, №4, №5), торговые площади №32, №33). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

III этап:

3.1.3. Запроектировать и выполнить строительство ТП4, ТП5, ТП6, ТП12 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от РТП-1 до сооружаемой ТП4, от сооружаемой ТП4 до сооружаемой ТП5, от сооружаемой ТП5 до сооружаемой ТП6, от сооружаемой ТП6 до ТП3, от РТП-2 до сооружаемой ТП12, КЛ-0,4 кВ от ТП2, ТП3, ТП4, ТП5, ТП6, ТП12 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №6, №7,№8 (в т.ч. офисные помещения №6, №7, №8), торговые площади №37, офисные помещения №34, детский сад №25, №35, крытая автостоянка №28). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

IV этап:

3.1.4. Запроектировать и выполнить строительство КЛ-0,4 кВ от ТП4, ТП5 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №9, №10, №11, №12 (в т.ч. офисные помещения №9, №10, №11, №12), торговые площади №38, №39, №40). Способ прокладки эл.сетей 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ определить проектом.

V этап:

3.1.5. Запроектировать и выполнить строительство ТП7 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от РТП-2 до сооружаемой ТП7, КЛ-0,4 кВ от РТП-2, ТП7 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №18, №19, №21, в т.ч. офисные помещения №18, №21). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

VI этап:

3.1.6. Запроектировать и выполнить строительство ТП8, ТП9 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от ТП7 до сооружаемой ТП9, от сооружаемой ТП9 до сооружаемой ТП8, от сооружаемой ТП8 до ТП12, КЛ-0,4 кВ от ТП8, ТП9, ТП12, ТП4, ТП6 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №16, №17, №20 (в т.ч. офисные помещения №16, №17, №20), офисные помещения №36, №41). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку,

сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

VII этап:

3.1.7. Запроектировать и выполнить строительство ТП11 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от РТП-2 до сооружаемой ТП11, КЛ-0,4 кВ от РТП-2, ТП8, ТП9, ТП11, ТП12 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №13, №14, №15, №22 (в.т.ч офисные помещения №13, №14, №15, №22), офисные помещения №42, №43, №44, детский сад №26, школа №27). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

VIII этап:

3.1.8. Запроектировать и выполнить строительство ТП10 10/0,4 кВ, КЛ-10 кВ от ТП11 до сооружаемой ТП10, от сооружаемой ТП10 до ТП12, КЛ-0,4 кВ от ТП10, ТП11 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя (жилые дома №23, №24, №29, в т.ч. офисные помещения №24, №29). Способ прокладки эл.сетей 10 и 0,4 кВ, марку, сечение, количество, длину КЛ, количество и мощность устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ определить проектом.

3.2. Требования к системе (устройствам) релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и сетевую):

3.2.1. Выполнить расчет параметров настройки устройств РЗА для ячеек ***11, 18, 33, 52 ЗРУ-10 кВ ПС 220/10/10 кВ ГПП-2 ООО «ЭТА», ячеек 10 кВ РТП-1 и РТП-2***.

3.2.2. Предусмотреть участие нагрузки заявителя в реализации управляющих воздействий от ПА (САОН, АЧР, АОСН). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА определить в проектной документации и согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

3.3. Учет, контроль качества электрической энергии.

3.3.1. Учет электроэнергии выполнить:

- в соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- в соответствии с постановлением правительства РФ от 04 мая 2012 г. №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- систему учета электрической энергии предусмотреть проектом на базе электронных счетчиков электроэнергии класса точности 0,5S/1,0 с возможностью измерения почасовых объемов потребления электроэнергии.

3.3.2. Точки учета электроэнергии определить:

- технический (контрольный) учёт на сторону 0,4 кВ сооружаемых РТП и ТП 10/0,4 кВ и на 10 кВ РТП-1, РТП-2 на отходящих линиях;

3.3.3. Предусмотреть организацию ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения ***ПС 220/10/10 кВ ГПП-2, РТП-1, РТП-2, ТП-10/0,4 кВ*** в АИИС КУЭ ООО «ЭТА» по всем точкам учета.

3.4. Требования к системе связи и телемеханики (СТМиС / АСДУ / АСУТП).

Обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации по двум независимым каналам связи в ООО «ЭТА» и Филиал ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем.

4.1. Мероприятия по проектированию и строительству энергопринимающих устройств Заявителя для реализации схемы приема мощности.

I этап:

4.1.1. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №1, №2, торговых площадях №30, №31, офисных помещениях №2. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

II этап:

4.1.2. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №3, №4, №5, торговых площадях №32, №33, офисных помещениях №3, №4, №5. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

III этап:

4.1.3. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №6, №7,№8, торговых площадях №37, офисных помещениях №6, №7, №8,№34, детских садах №25, №35, крытой автостоянке №28. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

IV этап:

4.1.4. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №9, №10, №11, №12, торговых площадях №38, №39, №40, офисных помещениях №9, №10, №11, №12. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

V этап:

4.1.5. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №18, №19, №21, офисных помещениях №18, №21. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

VI этап:

4.1.6. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №16, №17, №20, офисных помещениях №16, №17, №20, №36, №41. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

VII этап:

4.1.7. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №13, №14, №15, №22, офисных помещениях №13, №14, №15, №22, №42, №43, №44, детском саду №26, школе №27. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ определить проектом.

VIII этап:

4.1.8. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ-0,4 кВ в жилых домах №23, №24, №29, офисных помещениях №24, №29. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4кВ определить проектом.

4.2. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

4.2.1. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности (на напряжении 0,4 кВ $tg\varphi \leq 0,35$) в точках присоединения к электрическим сетям ООО «ЭТА», установить устройства компенсации реактивной мощности и автоматики регулирования напряжения для поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности.

4.2.2. Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела «Расчет влияния «искажающих» токоприемников на качество эл.энергии и разработку мероприятия по снижению влияния до норм согласно ГОСТ 54149-2010». При разработке раздела использовать «Методические указания по контролю и анализу качества эл.энергии в системах эл.снабжения общего назначения» Часть 2 Анализ качества эл.энергии СО153-34.0-15.502-2002.

4.3. Требования по учету электрической энергии.

4.3.1. Учет электроэнергии выполнить:

- в соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- в соответствии с постановлением правительства РФ от 04 мая 2012 г. №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- систему учета электрической энергии предусмотреть проектом на базе электронных счетчиков электроэнергии класса точности 0,5S/1,0 прямого или трансформаторного включения с возможностью измерения почасовых объемов потребления электроэнергии.

4.3.2. Точки учета электроэнергии определить:

- коммерческий учёт установить в ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя на границе балансовой принадлежности сетей. Для торговых площадей, офисных помещений, иных объектов, присоединяемых отдельными КЛ-0,4 кВ с ВРУ-0,4 жилых домов обеспечить установку коммерческого учёта непосредственно в ВРУ-0,4 кВ жилого дома.

4.4. Предусмотреть организацию ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из ***ВРУ-0,4 кВ проектируемых объектов Заявителя*** в АИИС КУЭ ООО «ЭТА» по всем точкам учета.

5. Указания к проектированию присоединяемой сети.

5.1. Техническое задание на проектирование внешнего электроснабжения, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ООО «ЭТА» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

5.2. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 №87.

5.3 В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ООО «ЭТА», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра с корректировкой утвержденных технических условий.

6. Условия включения в работу объектов после выполнения технических условий

6.1. Произвести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ООО «ЭТА» и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

6.2. Получить от ООО «ЭТА» акт о выполнении технических условий, согласованный с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

6.3. Обеспечить участие представителей ООО «ЭТА» и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

6.4. Получить разрешение органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя.

6.5. Подача напряжения на объекты осуществляется после заключения договора на энергоснабжение (купли-продажи электроэнергии) между потребителем и энергосбытовой организацией.

7. Срок действия технический условий.

7.1. Срок действия данных технических условий – **3 года.**

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ООО «ЭТА» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Приложение: Схема приёма мощности, 1 лист

Заявитель
ООО «ИнвестЖилСтрой»

_____

«___» _____ 2014 г.

Главный инженер ООО «ЭТА
Сухов Валерий Сергеевич
Тел: (8172) 79-72-84

Приложение № 1
к договору от «___» _____2019 г.
№ТП-19/0388
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых свыше 670 кВт и до 8900 кВт (включительно))

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Акционерное общество «БЕРЕЗНИК», 160000, Вологодская область, г. Вологда, ул. Лермонтова, д. 15, офис 202 (тел. (8172) 33-01-33).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Предприятие по комплексной переработке древесины, расположенное по адресу: Вологодская обл., Сокольский район, г. Сокол (кадастровые номера земельных участков 35:26:0203004:101, 35:26:0203004:103).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 5000 кВт (в том числе I этап строительства – 2700 кВт, II этап строительства – 2300 кВт).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

I этап строительства – III квартал 2020 г.;

II этап строительства – IV квартал 2021 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые: - распределительное устройство (РУ) 10 кВ I и II секции сборных шин ПС «Индустриальный парк» 110/10 кВ.

8. Основной источник питания: ПС «Индустриальный парк» 110/10 кВ.

9. Резервный источник питания: ПС «Индустриальный парк» 110/10 кВ.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией в рамках I и II этапа строительства:

10.1. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: в РУ 10 кВ ПС «Индустриальный парк» 110/10 кВ на

ИД оригинала документа в Synerdocs
e7d283c6-db9a-4803-8760-ef12b95bafbe

вводимых ячейках проектом предусмотреть выполнение расчета параметров настройки устройств РЗА.

10.2. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

10.3. Требования к организации учета электрической энергии в рамках I и II этапа строительства:

10.3.1. Учеты выполнить в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №442;

10.3.2. Организация узлов учета электроэнергии в РУ 10 кВ ПС «Индустриальный парк» 110/10 кВ на вводимых ячейках.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 10/0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые в рамках I этапа строительства:

11.2.1. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ ПС «Индустриальный парк» 110/10 кВ с I и II секций сборных шин до новой (проектируемой) КТП №1 10/0,4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ, трассу и объём строительства электрических сетей определить проектом.

11.2.2. Строительство новой двухтрансформаторной КТП №1 10/0,4 кВ проходного типа. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

11.2.3. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта заявителя. Объем строительства определить проектом;

11.2.4. Строительство КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП №1 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Объем строительства и параметры КЛ 0,4 кВ определить проектом.

11.3. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые в рамках II этапа строительства:

11.3.1. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ новой (проектируемой) КТП №1 10/0,4 кВ до новой проектируемой КТП №2 10/0,4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ, трассу и объём строительства электрических сетей определить проектом;

11.3.2. Строительство новой двухтрансформаторной КТП №2 10/0,4 кВ проходного типа. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом.

11.3.3. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта заявителя. Объем строительства определить проектом;

11.3.4. Строительство КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП №2 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Объем строительства и параметры КЛ 0,4 кВ определить проектом.

11.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии;

11.5. В случае наличия нагрузок искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, предусмотреть в электрических сетях Заявителя наличие компенсирующих устройств.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» для получения положительного заключения.

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Шевелев П.А.
(8172) 55-07-57

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

Заявка от «__20__» __08_____ 2021 г.
№ _26-00064_____

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

г.Вологда **«_26__» __08_____ 2021 г.**

ПАО «Россети Северо-Запад» (Вологодский филиал)
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

Общество с ограниченной ответственностью «Холбит»
(полное наименование организации - для юридического лица,
фамилия, имя, отчество - для индивидуального предпринимателя и физического лица)

1. Наименование энергопринимающих устройств (далее – электроустановка) Заявителя: ***ЛЭП 10 кВ, ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП-0,4 кВ в совокупности с питающей, распределительной и групповой сетью объекта: здания лесоцеха.***

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение электроустановки Заявителя: ***Лесоцех, кадастровый номер ЗУ 35:14:0402004:1040***

3. Максимальная мощность присоединяемых электроустановок Заявителя составляет: ***3500 кВт*** в том числе:
максимальная мощность ранее присоединенных электроустановок Заявителя - ***0 кВт;***
максимальная мощность вновь присоединяемых электроустановок Заявителя - ***3500 кВт***

4. Категория надежности электроснабжения: ***Третья***

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение ***10 кВ***

6. Год ввода в эксплуатацию электроустановок Заявителя: ***в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения***

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции) и максимальная мощность электроустановки по каждой точке присоединения:

№ точки	Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Категория надежности	Максимальная мощность (кВт)	Вид питания
1	Проектируемая КВЛ 10 кВ (2 с.ш. РУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Погорелово)	на контактных соединениях проводов на концевой опоре проектируемой КВЛ 10 кВ от ячейки № 215 2 с.ш. РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Погорелово	Третья	3500	Основное

8. Основной источник питания: ***2 с.ш. РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Погорелово***
9. Резервный источник питания: ***не требуется***
10. Присоединяемая мощность силовых трансформаторов: ***1х1000 кВА, 3х630 кВА, 1х250 кВА (уточнить на этапе проектирования)***
11. Характеристика электрической нагрузки: ***Производственная***
12. Объем аварийной и технологической брони: ***не требуется***
13. Сетевая организация осуществляет:
13.1. Требования к электрической сети.

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

13.1.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: выполнить реконструкцию ячейки №215 РУ 10кВ ПС 110/35/10кВ Погорелово с заменой трансформаторов тока. Тип ТТ, коэффициент трансформации определить проектом исходя из расчета присоединяемой мощности.
13.1.2. Новое строительство: выполнить строительство КВЛ 10 кВ от ячейки № 215 с.ш.2 РУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Погорелово до границы земельного участка Заявителя с КН 35:14:0402004:1040. Марку и сечение, длину кабеля (провода) определить проектом.
13.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную автоматику): Выполнить требования действующих НТД.
13.2.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.2.2. Новое строительство: не требуется.
13.2.3. Выполнить расчет и при необходимости наладку существующих устройств РЗА.
13.2.4. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления.
13.2.6. Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.
13.3. Требования по учету электрической энергии, дистанционному сбору данных и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности:
13.3.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.3.2. Новое строительство: установить прибор коммерческого учета электрической энергии на границе балансовой принадлежности энергопринимающих устройств заявителя и сетевой организации.
Тип и характеристики приборов учета определить проектом в соответствии с п.13.3.3. настоящих технических условий.
Обеспечить передачу данных с прибора учета в ИВКЭ «Пирамида-Сети» филиала по каналу GPRS.
13.3.3. Учет электроэнергии выполнить:
- В соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442;
- В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;

13.4. Требования к средствам диспетчерского и технологического управления (СДТУ).
13.4.1. Развитие существующих объектов Сетевой организации: не требуется.
13.4.2. Новое строительство: обеспечить наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР), и передачу телеинформации в ЦУС Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад».
13.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения) не требуется.

14. Заявитель осуществляет:

14.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности.
14.1.1. Выполнить строительство необходимого количества распределительных сетей 10 (0,4 кВ) в целях приема вновь присоединяемой мощности. Количество, тип, мощность силовых трансформаторов ТП, модификацию применяемого оборудования, тип и сечение провода/кабеля новых ЛЭП определить проектом.
14.2. Требования к устройствам релейной защиты и автоматики: Выполнить требования действующих НТД.
14.2.1. Применить цифровые устройства РЗА. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств.
14.3. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности: При наличии "искажающих" токоприёмников предусмотреть в проекте

электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл.энергии и разработку мероприятия по снижению влияния до норм согласно ГОСТ 32144-2013.

14.3.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более, чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.

14.3.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 33073-2014).

14.3.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

14.3.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).

14.3.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

14.4. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения): не требуются.

14.5. Указания к проектированию сети Заявителя.

14.5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО "Великоустюгские электрические сети" Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

14.5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПТФ, ПУЭ, ПТЭ, ППБ, ПОТРМ, ИТП и др.).

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает Сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

14.5.3. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, в том числе раздел «Система электроснабжения», предусматривающий:

14.5.3.1. Разработку схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверку обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

14.5.3.2. Разработку перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

14.5.3.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

14.5.3.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения.
- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.

Приложение № ___ к договору
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от «___» _____ 20___ № _____

- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

14.5.3.5. Обеспечение выполнения требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование Вологодскому филиалу ПАО «Россети Северо-Запад», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по устанавливаемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

14.5.3.6. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

14.5.3.7. Организация строительства.

14.5.3.8. Организация эксплуатации.

15. Получить от ПАО «Россети Северо-Запад» акт о выполнении технических условий.

16. Фактическое присоединение объекта и фактическую подачу (прием) напряжения (мощности) выполнить после выдачи органом Ростехнадзора акта допуска, готовности объекта к включению и предоставления копии допуска в Сетевую организацию.

17. Срок действия данных технических условий – 2 года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Кайсин Игорь Валерьевич
(расшифровка подписи)

Первый заместитель директора - главный инженер
Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад»
(должность уполномоченного представителя, действующего от имени сетевой организации)

«___» _____ 20___ г.

О.В. Клепова Тел.8 (8172) 768417

Технические условия
на технологическое присоединение энергоустановок заявителя к электрическим сетям Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

Основание	Заявка от 27.02.2020 № 26-00506Т-20
Заявитель	Открытое акционерное общество "Дорожное эксплуатационное предприятие №184"

1. Характеристика объектов присоединения

1.1. Наименование энергопринимающих устройств и объекта	КТП 1000 кВА «Вага» для электроснабжения цеха асфальтобетонного завода
1.2. Местонахождение объектов	Вологодская обл, Верховажский р-н, д.Костюнинская, Наумонского сельского поселения. Кад.№ 35:07:0105004:0001
1.3. Запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет, кВт.	930
1.4. Максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств, кВт	0
1.5. Максимальная мощность присоединенных энергопринимающих устройств с учетом запрашиваемой мощности, кВт	930
1.6.Присоединяемая мощность силовых трансформаторов, кВА	1*1000 кВА
1.7.Характеристика электрической нагрузки	Промышленная
1.8. Категория по надежности электроснабжения	Третья
1.9. Объем аварийной и технологической брони	Не заявлено
1.10. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, кВ	10 кВ

2. Схема приема мощности

2.1. Центр питания	ПС 110/35/10 кВ Верхонажье,
2.2. Точки присоединения	Опора №1 отпайки ВЛ 10 кВ «АБЗ» от ВЛ 10 кВ «Южный»
2.3. Точка общего присоединения	ВЛ 10 кВ «Южный»
2.3. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности	контактные соединения проводов на опоре №1 отпайки ВЛ10 кВ «АБЗ» от ВЛ 10 кВ «Южный» ПС 110/35/10 кВ Верхонажье

3. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Сетевой организацией

3.1. Требования к электрической сети

3.1.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется

3.1.1.1. Замена ТТ 50/5 на 150/5 на ВЛ 10 кВ «Южный», ячейка № 1 1с ш. РУ 10 кВ ПС Верховажье

Предусмотреть применение трансформаторов тока с классом точности вторичной обмотки для цепей учета в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2015.

3.2. Требования к системе релейной защиты и автоматики (включая противоаварийную и режимную)

3.2.1 Выполнить расчет и при необходимости наладку устройств РЗА ВЛ 10 кВ "Южный".

3.2.2. Обеспечить включение мощности энергопринимающих устройств Заявителя в графики временного отключения потребления, в том числе, предусмотреть техническую возможность дистанционного ввода графика временного отключения на ПС 110/35/10 кВ Верховажье с ДП ПО "ТЭС"

3.3. Требования по учету электрической энергии, организации системы АИИСКУЭ.

3.3.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется.

3.3.2. Новое строительство не требуется

3.4 Требования к системе телемеханики и связи, АСДУ, СДТУ.

3.4.1. Развитие существующих объектов сетевой организации не требуется

3.4.2. Новое строительство не требуется

3.5. Иные мероприятия по присоединению новой мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения): не требуется

4. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем

4.1. Мероприятия по организации схемы приема мощности

4.1.1. Строительство участка ВЛ 10 кВ от точки присоединения на опоре №1 отпайки ВЛ 10 кВ «АБЗ» от ВЛ 10 кВ «Южный» до вновь устанавливаемой ТП 10/0,4 кВ. План трассы и способ прокладки, марку и сечение провода (кабеля) определить проектом.

4.1.2 Установка ТП 10/0,4 кВ в границах участка заявителя. Тип ТП, число и мощность трансформаторов определить проектом, исходя из расчета проектируемой нагрузки.

4.2. Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики

4.2.1. Выполнить схемы организации РЗА, провести выбор необходимых защит и выполнить расчет параметров настройки устройств

4.2.2 Предусмотреть устройства автоматического отключения приёмников электроэнергии при снижении частоты или напряжения в прилегающей электрической сети, а также, по командам устройств противоаварийной автоматики

4.3. Требования по учету электрической энергии

коммерческий учет электроэнергии должен быть выполнен в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями главы 10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442.

Приборы учета электроэнергии должны быть установлены на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя и Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» на опоре №1 отпайки ВЛ 10 кВ «АБЗ» от ВЛ 10 кВ «Южный» ПС 110/35/10 кВ «Верховажье»

для учета электрической энергии подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять получасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности 0,5S и выше, обеспечивающие хранение данных о получасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в

систему учета.

- измерительные трансформаторы должны иметь класс точности 0,5S и выше для трансформаторов тока, и 0,5 для трансформаторов напряжения.

С целью обмена показаниями расчетных приборов учета, включая предоставление удаленного доступа для получения данных систем учета между субъектами розничного рынка рекомендуется обеспечить интеграцию прибора учета в АИИС КУЭ Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

4.3.1. Требования к метрологическим характеристикам измерительных трансформаторов.

- предусмотреть применение трансформаторов тока с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0,5S в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2015;

- предусмотреть применение трансформаторов напряжения с классом точности вторичной обмотки для цепей учета не ниже 0.5S в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-2015.

Технические решения, схемы подключения, метрологические характеристики, типы и параметры приборов учета и измерительных трансформаторов, каналы передачи данных, место и способ организации коммерческого учета электроэнергии определить проектом и согласовать с Вологодским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада».

4.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

4.4.1. Обеспечить на границе балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности не более чем установлено приказом Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380.

4.4.2. Уточнить проектом контрольные точки, в которых при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет проводиться проверка соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии (ГОСТ 32145-2013).

4.4.3. Определить проектом допустимые отклонения напряжения в контрольных точках с учетом потерь напряжения в собственных сетях Заявителя в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

4.4.4. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности (например, электроприемники, имеющие резкопеременную или несимметричную нагрузку, или нагрузку, которая будет служить источником высших гармоник) предусмотреть установку Заявителем устройств, компенсирующих вносимые искажения (конденсаторные батареи или реакторы с тиристорным управлением, конденсаторные батареи с пофазным управлением, фильтры высших гармоник).

4.4.5. При установке электроприемников, которые будут ухудшать качество электрической энергии, определить проектом периодичность контроля Заявителем качества электрической энергии в собственных сетях (ГОСТ 32144-2013).

4.5. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности (в том числе для организации временного энергоснабжения).

4.5.1. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и РЗА в пределах зоны его ответственности.

5. Указания к проектированию сети Заявителя

5.1. Задание на проектирование сети Заявителя, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с ПО «ТЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

5.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, НТП и др.).

По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает сетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

5.3. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в разделе 4 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с ПО «ТЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада».

5.4. Проект должен содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г.

5.5. Дополнительно проект должен содержать следующие разделы:

5.5.1. Система электроснабжения объекта.

5.5.1.1. Разработка схемы электроснабжения объекта. Выполнение расчетов нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения. Определение в этих режимах перетоков активной и реактивной мощности, проверка обеспечения необходимых уровней напряжения, компенсацию реактивной мощности.

5.5.1.2. Разработка перечня электроприемников, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной и режимной автоматики.

5.5.1.3. Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом действия автоматических устройств, подтверждающий соответствие надежности электроснабжения электроприемников объекта категории, заявленной потребителем.

5.5.1.4. Пояснительную записку по системе РЗА, включающую:

- Техническое обоснование выбора типов устройств РЗА.
- Расчеты и выбор всех уставок устройств РЗА.
- Расчет погрешностей измерительных трансформаторов, потерь во вторичных цепях ТН.
- Расчет параметров срабатывания защитных аппаратов цепей собственных нужд и оперативного тока.
- Функциональные схемы цифровых устройств РЗА с описанием их работы и параметрами настройки элементов.

5.5.1.5. Обеспечение выполнения требований «Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», утвержденных приказом Минпромэнерго РФ от 06.06.2013 года № 290.

5.5.2. Качество электроэнергии.

5.5.2.1. Обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системе электроснабжения общего назначения» в отношении электроприемников и установок Заявителя, требований стандарта качества электроэнергии (КЭ) в точках общего присоединения (ТОП). Проектная документация на присоединение потребителя к сети, представляемая на согласование филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», должна содержать раздел по качеству электроэнергии (КЭ) и перечень всех электроприемников, влияющих на КЭ, с указанием их доли от расчетной максимальной нагрузки и обоснованиями, подтверждающими выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по установившемуся отклонению напряжения в центре питания и на зажимах характерных электроприемников потребителя и другим показателям.

5.5.2.2. При наличии у Заявителя электроприемников, влияющих на качество электроэнергии в ТОП, проектом разработать соответствующие мероприятия, обеспечивающие соответствие параметров КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Для собственных электроприемников с требованиями к КЭ выше, чем установлено ГОСТ 32144-2013, при необходимости, должна быть организована защита с применением необходимых технических средств.

6. Условия включения в работу объекта после выполнения технических условий.

6.1. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием ПО «ТЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада».

6.2. Получить от ПО «ТЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

«Вологдаэнерго» акт о выполнении технических условий

6.3. Обеспечить участие представителей ПО «ГЭС» Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор.

6.4. На стадии комплексного опробования оборудования объекта под нагрузкой организация, эксплуатирующая объект, должна провести испытания качества электроэнергии с привлечением лаборатории, имеющей разрешение, оформленное в установленном порядке.

6.5. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

7. Срок действия технических условий

7.1. Срок действия данных технических условий – 2 года с даты заключения договора технологического присоединения. Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, реконструкции электроустановок или изменении условий заявки владелец объекта обязан получить новые технические условия. При этом требования электросетевой организации в отношении обустройства внешнего электроснабжения/присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

7.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

Заместитель Генерального директора
по развитию и реализации услуг
ПАО «МРСК Северо-Запада» С.В. Филатова

Ремищев А.В.
Хаснова О.В.
(8172)768447

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра

_____ В.В. Литвинов

«09» 09 2016 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора-главный инженер
филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго»

_____ Д.И. Никонов

_____ 201__ г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северо-Запада» ПС 110/10 кВ ИП Череповец

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 17.09.2015 № 26-04280Ч/15, писем МКУ «Управления капитального строительства и ремонтов» от 11.12.2015 № 01-12/191, от 12.02.2016 №01-12/13 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Муниципального казенного учреждения «Управления капитального строительства и ремонтов», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» при условии согласования ОАО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя, максимальной мощностью 26 МВт в два этапа (I этап - 10 МВт, II этап - 16 МВт) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- точка 1- отпаечная опора № 35 ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I цепь с отпайками с максимальной мощностью 5 МВт на I этапе, 13 МВт на II этапе;
- точка 2- отпаечная опора № 35 ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда II цепь с отпайками с максимальной мощностью 5 МВт на I этапе, 13 МВт на II этапе.

Схема присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения на I этапе

в объеме 10 МВт по третьей категории надежности электроснабжения и на II этапе в объеме 26 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

I этап:

1.1. Строительство отпаек от опоры № 35 ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I, II цепи с отпайками до вновь сооружаемой ПС 110 кВ ИП Череповец, ориентировочной протяженностью 1 км.

1.2. Строительство ПС 110 кВ ИП Череповец, с установкой 2-х трансформаторов 110/10 кВ номинальной мощностью 25 МВА каждый.

II этап:

1.3. Реконструкцию участков ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда 1, II цепи с отпайками от ПС 220 кВ РПП-1 до отпаек на вновь сооружаемую ПС 110 кВ ИП Череповец с увеличением пропускной способности до величины не менее 560 А.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

- с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ;

- схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

2.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пункте 1.2 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи. Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.2 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» по двум независимым каналам связи.

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими

требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442;

- точки учета согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АОПО, АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий, и согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\,\varphi < 0,5$ в точках присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

3.3. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя:

3.3.1. Фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго».

3.3.2. Средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в автоматизированную систему филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», показатели качества электроэнергии должны передаваться в объеме в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

3.4. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим

процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 110 кВ и выше.

3.5. Для электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.2, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.2. Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1. и 1.3, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) оборудования и систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «МРСК Северо-Запада». .

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северо-Запада» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями) с участием представителей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ.

4.5. Получить от филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» акт о выполнении технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями), согласованный Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

4.6. Обеспечить участие представителей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор (с учетом этапности,

предусмотренной настоящими техническими условиями).

4.7. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», указанных в пунктах 1.1, 1.3 настоящих технических условий.

Приложение: пояснительная схема присоединения объектов электросетевого хозяйства Заявителя к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 1 л. в 1 экз.

Сетевая организация
Первый заместитель директора-
главный инженер филиала ПАО «МРСК
Северо-Запада»
«Вологдаэнерго»

_____ /А.В.Пинижанинов/
(подпись, Ф.И.О)

«__» _____ 2016 г.

Исполнитель А.В.Румянцев
(код города) тел. факс 81727 68331

СХЕМА ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПС 110 КВ «ИП ЧЕРЕПОВЕЦ К СЕТИ 110 КВ

369

Утверждаю:

Главный инженер
МУП «Электросеть» г. Череповца

_____ А.А. Карабанов
подпись расшифровка подписи

«_15_» __07__ 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
№ 6961/3-1 от 15.07.2016 года

для технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям

Основание: Заявка № 6961 от 01.07.2016 года

Заявитель: **Региональное управление заказчика капитального строительства Западного военного округа-филиал Федерального казенного предприятия «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»**

1. Характеристика присоединяемых энергопринимающих устройств (энергетических установок и объектов) электросетевого хозяйства

1.1. Наименование объектов: ***«Обустройство военного городка №6 филиала Военной академии Министерства обороны Российской Федерации» шифр 4/6-ВА/Ч***

1.2. Местоположение объектов: ***Вологодская обл., г. Череповец, Советский пр., 126 (кад. № 35:21:0401002:0002)***

1.3. Максимальная мощность объекта: **2029,7 кВт**

1.4. Характеристика электрической нагрузки (вид экономической деятельности): ***смешанная нагрузка***

1.5. Категория по надежности электроснабжения: : ***I - (112,2 кВт), II – (1917,5 кВт)***

1.6. Объем и обоснование аварийной и технологической брони: ***обосновать проектом***

1.7. Точки присоединения, уровень напряжения в точках присоединения: ***ТП-145, РУ-10 кВ яч.3; ТП-14, РУ-10 кВ яч.3; ТП-92, РУ-10 кВ яч.1; ТП-1, РУ-10 кВ яч.4; ТП-701, РУ-10 кВ яч.4; ТП-1, РУ-0,4 кВ.***

1.8. Центр питания: ***ГПП – 9, 110/10 кВ***

1.9. Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности: -

2. Перечень мероприятий по технологическому присоединению, выполняемых Заявителем в пределах границ своего участка.

Мероприятия по присоединению новой мощности.

2.1. Новое строительство ТП 10/0,4 кВ:

2.1.1. Запроектировать и смонтировать в границах земельного участка необходимое количество 2БГКТП (ТП-1, ТП-2, ТП-3- по проекту застройки), мощность трансформаторов определить при проектировании.

В проектируемых ТП предусмотреть

- кабельный этаж высотой не менее 1,8 м в котором установить кабельные конструкции для прокладки кабелей.

- шкаф собственных нужд;
- систему обогрева и вентиляции помещений;
- пожарную и охранную сигнализации,
- панель центральной сигнализации.

Предусмотреть дренаж кабельного этажа при его размещении ниже нулевой отметки планировки территории со сбросом воды в городскую систему ливневой канализации.

2.1.2. Вновь установленную ТП-1 включить по кабельным линиям 10 кВ от вновь построенной ТП-2, РУ-10 кВ, сечение кабелей определить проектом.

2.1.3.Вновь установленную ТП-2 включить по кабельным линиям 10 кВ от ТП-145, ТП-14, ТП-92, для чего использовать существующие кабельные линии: ТП-34 яч.2 – ТП-145 яч.3 (ААШВ 3х95, СБ 3х70), ТП-34 яч.1 – ТП-14 яч.3 (АСБ 3х95), ТП-34 яч.4 – ТП-92 яч.1 (АСБ 3х95), сечение кабелей определить проектом. Выполнить перевод нагрузок с существующей ТП – 34 на вновь построенную ТП 10/0,4 кВ. Существующую ТП-34 демонтировать .

2.1.4.Вновь установленную ТП-3 включить по кабельным линиям 10 кВ, путем врезки в КЛ-10 кВ: ТП-1 яч. 4, РУ-10 кВ- ТП-701 яч.4, РУ-10 кВ (ААШВ 3х95), сечение кабелей определить проектом.

2.2. Учет, контроль качества электрической энергии

2.2.1. Учет электроэнергии выполнить:

- в соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- в соответствии с постановлением правительства РФ от 04.05.2012 г. № 422 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электроэнергии»;

2.2.2. Точки учета электроэнергии определить:

- в РУ – 0,4 кВ проектируемых ТП на вводах с трансформаторов.

2.2.3 Качество электрической энергии: (по ГОСТ 32144-2013) в ВРУ зданий «военного городка №6 филиала Военной академии Министерства обороны Российской Федерации» шифр 4/6-ВА/Ч

Частота: в пределах 49,6 Гц до 50,6 Гц при номинальной 50 Гц;

Напряжение: диапазон нормально допускаемых значений ± 5%, диапазон предельно допускаемых значений ± 10%.

2.3. Мероприятия по проектированию и строительству схемы приема мощности.

2.3.1 В электрощитовых зданий установить необходимое количество ВРУ, тип определить проектом.

2.3.2. Помещения электрощитовых должны соответствовать требованиям ПУЭ (7.1.22 – 7.1.31).

2.3.3. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7 ПУЭ (7-е издание).

2.3.4. Выполнить прокладку кабельных линий от РУ-0,4 кВ ТП-1 (сущ.), от РУ-0,4 кВ вновь построенных ТП-10/0,4 кВ до ВРУ зданий «военного городка №6 филиала Военной академии Министерства обороны Российской Федерации» шифр 4/6-ВА/Ч, марку и сечение КЛ определить при проектировании.

2.3.5. Электроснабжение потребителей I категории надежности выполнить с установкой шкафов АВР и использованием в схеме дизель-генератора. Схему включения шкафов АВР определить проектом. Количество, мощность и место установки ДЭС определить исходя из присоединяемой мощности потребителей 1-й категории.

- Помещение для установки дизель-электрической станции (ДЭС) должно соответствовать требованиям к пожарной безопасности, электробезопасности и защите окружающей среды.
- Конструкция, исполнение, режим работы нейтрали и класс изоляции ДЭС должны соответствовать параметрам питающей сети и электроприёмников.
- Исключить возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации путём применения блокировок.
- Разработанная схема АВР должна обеспечивать автоматический запуск ДЭС при исчезновении напряжения от питающей сети и обратный переход на питание от сети при восстановлении напряжения с выдержкой времени.

• Качество выходных параметров электроэнергии ДЭС должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013.

2.4. Требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты и автоматики.

Электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони обеспечивается установкой Заявителем собственного автономного резервного источника электроснабжения (бензиновые, газовые, дизельные, иные электростанции и пр.) с автоматическим пуском на случай ограничения (прекращения подачи) эл. энергии в том числе в случае работы режимной и противоаварийной автоматики.

2.5. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Требования по компенсации реактивной мощности.

2.5.1. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности (если $tg\varphi \geq 0,35$ на напряжении 0,4 кВ) в точках присоединения к электрическим сетям, оснастить средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности.

2.5.2. Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл. энергии и разработку мероприятия по снижению влияния до норм согласно ГОСТ 32144-2013" При разработке раздела использовать "Методические указания по контролю и анализу качества эл. энергии в системах эл. снабжения общего назначения" Часть 2 Анализ качества эл. энергии СО153-34.0-15.502-2002.

2.5.3. В ВРУ зданий «военного городка №6 филиала Военной академии Министерства обороны Российской Федерации» шифр 4/6-ВА/Ч установить счетчики активной энергии переменного тока, предназначенные для измерения активной энергии в трехфазных четырехпроводных сетях. Класс точности - не ниже 1.0.

3. Иные мероприятия для организации схемы приема мощности.

3.1. При проектировании и строительстве зданий на земельном участке учесть прохождение в границах земельного участка следующих кабельных линий:

- КЛ – 10 кВ: ТП – 1 яч.3 – ТП – 92 яч.5 (АСБ 3х95);
- КЛ – 10 кВ: ТП – 1 яч.4 – ТП – 701 яч.4 (АСБ 3х95);
- КЛ – 10 кВ: ТП – 34 яч.1 – ТП – 14 яч.3 (АСБ 3х95);
- КЛ – 10 кВ: ТП – 34 яч.2 – ТП – 145 яч.3 (ААШВ 3х95);
- КЛ – 10 кВ: ТП – 34 яч.4 – ТП – 92 яч.1 (АСБ 3х95);
- КЛ – 10 кВ: ТП – 34 яч.1 – ТП – 14 яч.3 (АСБ 3х95);
- КЛ – 10 кВ: ТП – 92 яч.3 – ТП – 108 яч.4 (ААБ 3х185).

Обеспечить сохранность вышеуказанных КЛ. При необходимости выполнить их вынос. При благоустройстве территории обеспечить прохождение данных кабельных линий в «зеленой зоне».

3.2. Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», МУП «Электротранс», органом федерального государственного энергетического надзора, Управлением Архитектуры и градостроительства мэрии и другими заинтересованными организациями.

3.3. Перед присоединением электроустановки Заявитель производит необходимые наладочные работы и профилактические испытания электрооборудования и противоаварийной защиты в пределах зоны его ответственности.

3.4. Присоединение электроустановки Заявителя будет произведено представителем Сетевой организации после:

3.4.1. проверки МУП «Электросеть» выполнения настоящих технических условий и подписания акта об их выполнении между Заявителем и Сетевой организацией. Дата проведения проверки согласовывается с Сетевой организацией.

3.4.2 подписания акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между Сетевой организацией и Заявителем

3.4.3. заключения Заявителем договора энергоснабжения (договора купли-продажи) с Энергоснабжающей организацией.

3.5. Присоединение электроустановки Заявителя будет произведено представителем Сетевой организации одновременно с подписанием акта о технологическом присоединении между Заявителем и Сетевой организацией

4. Указания к проектированию сети Заявителя

4.1. Техническое задание на проектирование внешнего электроснабжения, типы применяемого оборудования и готовый проект согласовать с МУП «Электросеть», органом федерального государственного энергетического надзора (при необходимости) и иными уполномоченными организациями на соответствующих стадиях инвестиционного процесса.

4.2. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих руководящих и нормативно-технических документов (ПУЭ, ПТЭ, ППБ, ПОТРМ, НТП и др.).

4.3. По каждой точке присоединения Заявитель, исходя из заявленной нагрузки, параметров сетей, сообщает электросетевой организации необходимые данные для выбора коммутационной аппаратуры и ее защитных характеристик.

5. Срок действия технический условий

5.1. Срок действия технических условий при заключении договора об осуществлении технологического присоединения – **2 года.** Технические условия выдаются один раз и при условии их выполнения считаются действительными. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении владелец объекта обязан продлить старые либо получить новые технические условия. При этом требования электросетевой компании в отношении обустройства внешнего электроснабжения / присоединения могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на электросетевую компанию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

5.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям МУП «Электросеть».

Подписи сторон

Сетевая организация	**Заказчик**
Главный инженер **МУП «Электросеть» г. Череповца**	**Руководитель Регионального управления заказчика капитального строительства Западного военного округа-филиал федерального казенного предприятия «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»**
А.А. Карабанов	**Н.К. Белицкий**
«___» _____ 2016 г.	**«___» _____ 2016 г.**
м.п.	**м.п.**

исп. Судакова Л.А.

МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГОРОДА ЧЕРЕПОВЦА «ЭЛЕКТРОСЕТЬ»

162622, Вологодская область,
г. Череповец, ул. Милютина, 3
МУП «Электросеть»
Код ОКВЭД – 40.10.2.-40.10.4.
Код по ОКПО - 03217332.

Секретарь (8202) - 777-772
Секретарь: - 777-602
Секретарь ЦОП: - 777-773
Факс: - 777-603
E-mail: info@cherel.ru

Р/счет 40702810112270100110
Вологодское отд. №8638 ПАО «Сбербанк России» г. Вологда; БИК 041909644
Кор/с 30101810900000000644
ИНН/КПП-3528055532/352801001

Экземпляр
МУП «Электросеть»

На исх.N _____ На вх. N _____
N 8866/3-1

Павлову Д.О.
г. Череповец, ул. Городецкая д.26 кв.229
8-921-139-79-59
booker@rusinmedia.ru

« 21 » июля 2021 г.

По вопросу электроснабжения объекта:
Здание делового центра по адресу
г. Череповец, з/у с кад.№35:21:0401021:1809
Максимальная мощность - 4900 кВт

D-1243520

Технические условия

для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 до 8900 кВт)

Муниципальное унитарное предприятие города Череповца «Электросеть»
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)
Павлов Дмитрий Олегович
(фамилия, имя, отчество - для физического лица)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: **Здание делового центра**.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **Здание делового центра** по адресу: **г. Череповец, з/у с кад.№35:21:0401021:1809**.
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет - **4900 (кВт)**.

1 этап - РП 10кВ; ТП-2 2х1000кВА;
2 этап - ТП-1 2х1000кВА;
3 этап - ТП-3 2х2000кВА;
4 этап - Здание делового центра 1 очередь - 3300кВт;
5 этап - ТП-4 2х2000кВА;
6 этап - Здание делового центра 2 очередь - 1600кВт.

(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и очередям, указывается поэтапное распределение мощности)

4. Категория надежности - **II**.
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств - **10кВ,0,4кВ**.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

1 этап - РП 10кВ; ТП-2 х1000кВА - 2023г.;
2 этап - ТП-1 2х1000кВА - 2024г.;
3 этап - ТП-3 2х2000кВА - 2025г.;
4 этап - Здание делового центра 1 очередь - 3300кВт - 2025г.;
5 этап - ТП-4 2х2000кВА - 2026г.;
6 этап - Здание делового центра 2 очередь - 1600кВт - 2026г.

7. Точка(и) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения: **РУ-10 кВ яч.6, яч.26 РТП-4 (А)**.
8. Основной источник питания - **ГПП-9 110/10кВ I с.ш. 10кВ; РТП-4 I с.ш. 10кВ.**
9. Резервный источник питания - **ГПП-9 110/10кВ II с.ш. 10кВ; РТП-4 II с.ш. 10кВ.**

10. Сетевая организация осуществляет следующие мероприятия:

10.1 В РУ-10кВ РТП-4 яч.6, яч.26 установить два комплекса средств коммерческого учета э/э. Класс точности для электросчётчиков – не ниже 0.5S.

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности Сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные пунктом 25.1 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям).

11. Заявитель осуществляет следующие мероприятия:

1 этап – ввод в эксплуатацию РП-10кВ; ТП-2 10/0,4кВ.

РП-10кВ:

11.1 В границах земельного участка Заявителя с кад. №35:21:0401021:84 ул. Курманова, 11 установить распределительный пункт 10кВ.

11.2 В РУ-10кВ проектируемой РП-10кВ:

✓ Предусмотреть две системы шин. Предусмотреть установку секционных разъединителей и секционных выключателей;

✓ На вводных и отходящих линиях РП предусмотреть установку вакуумных выключателей типа ВВ/TEL или аналогичные по техническим характеристикам и микропроцессорной релейной защиты и автоматики. Применяемые виды защит и тип микропроцессорных реле согласовать с МУП «Электросеть»;

✓ Для питания потребителей оперативного постоянного тока: цепей управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации, приводов коммутационных аппаратов, систем аварийного питания и освещения предусмотреть установку шкафа оперативного тока типа ШОТ-1;

✓ Предусмотреть установку ОПН;

✓ Запроектировать и смонтировать в проектируемой РП-10кВ шкаф телемеханики с дополнительным источником питания в виде аккумуляторной батареи, установить необходимые преобразователи тока и напряжения в камерах РУ-10 кВ, для получения информации по параметрам сети, а также предусмотреть организацию канала связи для передачи информации от РП в систему телемеханики MicroSCADA, МУП "Электросеть" в протоколе МЭК 60870-5-104. Технические характеристики канала связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с МУП "Электросеть"

11.3 Выполнить расчет уставок и разработку режимов работы сети. Согласовать с МУП «Электросеть».

11.4 В проектируемой РП-10кВ рекомендуем предусмотреть кабельный этаж, с установкой конструкции для прокладки кабелей. Предусмотреть дренаж кабельного этажа в случае его размещении ниже нулевой отметки планировки территории со сбросом воды в городскую систему ливневой канализации.

11.5 От РУ-10кВ РТП-4 яч.6, яч.26 до проектируемой РП-10кВ запроектировать и проложить необходимое количество кабельных линий 10кВ. Марку и сечение кабельных линий определить при проектировании.

11.6 Заземление РП выполнить согласно требованиям ПУЭ.

11.7 Произвести расчет, определяющий необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

11.8 Произвести проверку проектируемого оборудования РЗиА и кабельных линий по динамической и термической стойкости, токам КЗ.

11.9 При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

11.10 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество электрической энергии и разработку мероприятия по их снижению.

11.11 В проекте предусмотреть раздел: «Влияние электрических нагрузок потребителя на качество электрической энергии (показатели: колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям)».

11.12 В объеме проекта предусмотреть разделы: ЭС, ЭП, ТМ, ОПС, ГП, АР, АС, НВК, ЮК.

11.13 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный

государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
11.14 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
11.15 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
11.16 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

ТП-2 10/0,4кВ:

11.17 В границах земельного участка Заявителя с кад. №35:21:0401021:1809 ул. Курманова, 11 установить двухсекционную двухтрансформаторную подстанцию 2БКТП-10/0,4кВ 2х1000кВА (далее ТП-2) с АВР по стороне 0,4кВ. Тип подстанции, тип и мощность трансформаторов определить проектом.
11.18 От проектируемой РП I и II с.ш. 10кВ до проектируемой ТП-2 запроектировать и проложить две кабельные линии 10кВ. Марку и сечение кабельных линий определить при проектировании
11.19 Заземление ТП-2 10/0,4кВ выполнить согласно требованиям ПУЭ.
11.20 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество электрической энергии и разработку мероприятия по их снижению.
11.21 В проекте предусмотреть раздел: «Влияние электрических нагрузок потребителя на качество электрической энергии (показатели: колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям)».
11.22 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
11.23 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
11.24 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
11.25 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

2 этап - ввод в эксплуатацию ТП-1 10/0,4кВ.

12.1 В границах з/у Заявителя с кад. №35:21:0401021:8 установить двухсекционную двухтрансформаторную подстанцию 2БКТП-10/0,4кВ 2х1000кВА (далее ТП-1) с АВР по стороне 0,4кВ. Тип подстанции, тип и мощность трансформаторов определить проектом.
12.2 От проектируемой РП I и II с.ш. 10кВ до проектируемой ТП-1 запроектировать и проложить две кабельные линии 10кВ. Марку и сечение кабельных линий определить при проектировании.
12.3 Заземление ТП-1 10/0,4кВ выполнить согласно требованиям ПУЭ.
12.4 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество электрической энергии и разработку мероприятия по их снижению.
12.5 В проекте предусмотреть раздел: «Влияние электрических нагрузок потребителя на качество электрической энергии (показатели: колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям)».
12.6 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
12.7 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
12.8 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».

12.9 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

3 этап - ввод в эксплуатацию ТП-3 10/0,4кВ.

13.1 В границах з/у Заявителя с кад. № 35:21:0401021:1809 установить двухсекционную двухтрансформаторную подстанцию 2БКТП-10/0,4кВ 2х2000кВА (далее ТП-3) с АВР по стороне 0,4кВ. Тип подстанции, тип и мощность трансформаторов определить проектом.
13.2 От проектируемой РП I и II с.ш. 10кВ до проектируемой ТП-3 запроектировать и проложить две кабельные линии 10кВ. Марку и сечение кабельных линий определить при проектировании.
13.3 Заземление ТП-3 10/0,4кВ выполнить согласно требованиям ПУЭ.
13.4 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество электрической энергии и разработку мероприятия по их снижению.
13.5 В проекте предусмотреть раздел: «Влияние электрических нагрузок потребителя на качество электрической энергии (показатели: колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям)».
13.6 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
13.7 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
13.8 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
13.9 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

4 этап - ввод в эксплуатацию здания делового центра 1 очередь.

14.1 В электрощитовой здания делового центра установить необходимое количество ВРУ, (ГРЩ), тип ВРУ определить при проектировании. Помещение электрощитовой должно соответствовать требованиям ПУЭ.
14.2 От РУ-0,4кВ I и II с.ш. проектируемых ТП до ВРУ заявителя проложить (построить) необходимое количество КЛ-0,4 кВ (ВЛ-0,4кВ), марку и сечение кабелей (провода) определить проектом.
14.3 Заземление проектируемых ВРУ выполнить согласно требованиям ПУЭ.
14.4 Для обеспечения надежной и эффективной работы электрооборудования потребителя рекомендуется в проекте внутреннего электроснабжения предусмотреть установку:
- ✓ защитных устройств от импульсов напряжения;
- ✓ защитных устройств от временных перенапряжений и провалов напряжения;
- ✓ устройств защитного отключения.

14.5 При наличии потребителей I категории надежности электроснабжение выполнить установку шкафов АВР, и использование в схеме дизель-генератора или ИБП. Схему включения шкафов АВР определить проектом. Количество, мощность и место установки ДЭС (ИБП) определить исходя из присоединяемой мощности потребителей 1-й категории.
- ✓ Помещение для установки дизель-электрической станции (ДЭС) должно соответствовать требованиям к пожарной безопасности, электробезопасности и защите окружающей среды.
- ✓ Конструкция, исполнение, режим работы нейтрали и класс изоляции ДЭС должны соответствовать параметрам питающей сети и электроприемников.
- ✓ Исключить возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации путём применения блокировок.

✓ Разработанная схема АВР должна обеспечивать автоматический запуск ДЭС при исчезновении напряжения от питающей сети и обратный переход на питание от сети при восстановлении напряжения с выдержкой времени.
✓ Качество выходных параметров электроэнергии ДЭС должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013.
14.6 При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
14.7 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл. энергии и разработку мероприятия по их снижению.
14.8 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
14.9 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
14.10 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
14.11 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

5 этап – ввод в эксплуатацию ТП-4 10/0,4кВ.

15.1 В границах э/у Заявителя с кад. № 35:21:0401021:1809 установить двухсекционную двухтрансформаторную подстанцию 2БКТП-10/0,4кВ 2х1000кВА (далее ТП-4) с АВР по стороне 0,4кВ. Тип подстанции, тип и мощность трансформаторов определить проектом.
15.2 От проектируемой РП I и II с.ш. 10кВ до проектируемой ТП-4 запроектировать и проложить две кабельные линии 10кВ. Марку и сечение кабельных линий определить при проектировании.
12.4 Заземление ТП-4 10/0,4кВ выполнить согласно требованиям ПУЭ.
12.4 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество электрической энергии и разработку мероприятия по их снижению.
12.7 В проекте предусмотреть раздел: «Влияние электрических нагрузок потребителя на качество электрической энергии (показатели: колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям)».
12.8 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
12.7 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
12.8 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
12.9 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

6 этап – ввод в эксплуатацию здания делового центра – 2 очередь.

16.1 В электрощитовой здания делового центра при необходимости дополнительно установить необходимое количество ВРУ, (ГРЩ), тип ВРУ определить при проектировании. Помещение электрощитовой должно соответствовать требованиям ПУЭ.
16.2 От РУ-0,4кВ I и II с.ш. проектируемых ТП 10/0,4кВ до ВРУ заявителя проложить (построить) необходимое количество КЛ-0,4 кВ (ВЛ-0,4кВ), марку и сечение кабелей (провода) определить проектом.

16.3 Заземление проектируемых ВРУ выполнить согласно требованиям ПУЭ.
16.4 Для обеспечения надежной и эффективной работы электрооборудования потребителя рекомендуется в проекте внутреннего электроснабжения предусмотреть установку:

- ✓ защитных устройств от импульсов напряжения;
- ✓ защитных устройств от временных перенапряжений и провалов напряжения;
- ✓ устройств защитного отключения.

16.5 При наличии потребителей I категории надежности электроснабжение выполнить установку шкафов АВР, и использование в схеме дизель-генератора или ИБП. Схему включения шкафов АВР определить проектом. Количество, мощность и место установки ДЭС (ИБП) определить исходя из присоединяемой мощности потребителей 1-й категории.

- ✓ Помещение для установки дизель-электрической станции (ДЭС) должно соответствовать требованиям к пожарной безопасности, электробезопасности и защите окружающей среды.
- ✓ Конструкция, исполнение, режим работы нейтрали и класс изоляции ДЭС должны соответствовать параметрам питающей сети и электроприёмников.
- ✓ Исключить возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации путём применения блокировок.
- ✓ Разработанная схема АВР должна обеспечивать автоматический запуск ДЭС при исчезновении напряжения от питающей сети и обратный переход на питание от сети при восстановлении напряжения с выдержкой времени.
- ✓ Качество выходных параметров электроэнергии ДЭС должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013.

16.6 При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
16.7 Предусмотреть в проекте электроснабжения разработку раздела "Расчет влияния "искажающих" токоприемников на качество эл. энергии и разработку мероприятия по их снижению.
16.8 В проекте предусмотреть раздел: «Влияние электрических нагрузок потребителя на качество электрической энергии (показатели: колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям)»
16.9 Проект электроснабжения и благоустройства согласовать с МУП «Электросеть», с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, управлением Архитектуры, собственниками земельных участков и другими заинтересованными лицами.
16.10 После согласования проекта электроснабжения 1 экземпляр предоставить в МУП «Электросеть».
16.11 Перед включением электроустановку предъявить МУП «Электросеть».
16.12 При проектировании, строительстве и благоустройстве территории учесть требования ПП РФ № 160 от 24.02.2009 года "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон". При наличии в границах/вблизи границ земельного участка кабельных/воздушных линий необходимо обеспечить их сохранность, либо выполнить вынос сетей, предварительно получив технические условия на вынос от балансодержателя данных сетей.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет 2 года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

И.о. главного инженера **А.А. Суслонов**

исп. Максименко Е.С.

Экземпляр
МУП «Электросеть»

Договор № 14175/3-2

об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 до 8900 кВт)

г. Череповец " 17 " ноября 2021г.

Муниципальное унитарное предприятие города Череповца «Электросеть», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», в лице заместителя директора по строительству и техническому развитию, начальника ПТС МУП «Электросеть» Акентьева Александра Андреевича, действующего на основании доверенности №0019/2021-Д от 29.09.2021г., с одной стороны и **Государственное казенное учреждение Вологодской области «Служба единого заказчика»**, в лице директора Бояринова Олега Николаевича, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем Заявитель с другой стороны, вместе именуемые Сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

I. Предмет договора

1. По настоящему договору сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя (далее - технологическое присоединение):

Объект медицинского учреждения

(наименование энергопринимающих устройств)

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- ✓ Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств - **1350,4 (кВт)**;
- ✓ Категория надежности - **II категория**;
- ✓ Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение - **10 (кВ)**. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя - **0,4 (кВ)**;
- ✓ Ранее присоединенная в точке присоединения, указанной в пункте 3 настоящего договора, мощность - **0 (кВт)**.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения объекта:

Объект медицинского учреждения

(наименование объектов заявителя)

расположенных (которые будут располагаться):

Вологодская область, г. Череповец, в/у с кад. №35:21:0501005:1788 в 105мкр.

(место нахождения объектов заявителя)

3. Точка(и) присоединения указана(ы) в технических условиях для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия) и располагается(ются) в пределах границ участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении. Срок действия технических условий составляет 2 года со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет 1 год с момента выполнения п.11.13 технических условий при условии заключения настоящего договора.

Сетевая организация_____ **Заявитель**_____

D-1293328

II. Обязанности Сторон

6. Сетевая организация обязуется:

✓ надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на сетевую организацию мероприятий по технологическому присоединению (включая урегулирование отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

✓ в течение 15 рабочих дней со дня уведомления заявителем сетевой организации о выполнении им технических условий осуществить проверку выполнения технических условий заявителем;

✓ принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя должностным лицом федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору;

✓ не позднее 15 рабочих дней со дня уведомления заявителем о получении разрешения уполномоченного федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя, с соблюдением срока, установленного пунктом 5 настоящего договора, осуществить фактическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подачу) напряжения и мощности, составить при участии заявителя акт об осуществлении технологического присоединения и направить их заявителю.

7. Сетевая организация при невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения вправе по обращению заявителя продлить срок действия технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

8. Заявитель обязуется:

✓ надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на заявителя мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

✓ после выполнения мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка заявителя, предусмотренных техническими условиями, уведомить сетевую организацию о выполнении технических условий и представить копии разделов проектной документации, предусматривающих технические решения, обеспечивающие выполнение технических условий, в том числе решения по схеме внешнего электроснабжения (схеме выдачи мощности объектов по производству электрической энергии) релейной защите и автоматике, телемеханики и связи, в случае если такая проектная документация не была представлена заявителем в сетевую организацию до направления заявителем в сетевую организацию уведомления о выполнении технических условий (если в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности разработка проектной документации является обязательной;

✓ принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору;

✓ получить разрешение уполномоченного федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию присоединяемых объектов;

✓ после осуществления сетевой организацией фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактического приема (подачи) напряжения и мощности подписать, акт об осуществлении технологического присоединения либо представить мотивированный отказ от подписания в течение 15 рабочих дней со дня получения указанных актов от сетевой организации;

✓ надлежащим образом исполнять указанные в разделе III настоящего договора обязательства по оплате расходов на технологическое присоединение;

✓ уведомить сетевую организацию о направлении заявок в иные сетевые организации при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование 2 и более источников электроснабжения.

9. Заявитель вправе при невыполнении им технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения обратиться в сетевую организацию с просьбой о продлении срока действия технических условий.

III. Плата за технологическое присоединение и порядок расчетов

10. Размер платы за технологическое присоединение определяется в соответствии с Приказом Департамента ТЭК и ТР Вологодской области **№707-р от 18.12.2020г.** и составляет: **8 523 579,36 руб. (Восемь миллионов пятьсот двадцать три тысячи пятьсот семьдесят девять рублей 36 копеек), в том числе НДС – 1420596,56 руб. (Один миллион четыреста двадцать тысяч пятьсот девяносто шесть рублей 56 копеек).**

11. Внесение платы за технологическое присоединение осуществляется заявителем в следующем порядке:

✓ 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня заключения договора;

✓ 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней со дня заключения договора;

✓ 20 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 180 дней со дня заключения договора;

✓ 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня фактического присоединения;

✓ 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 10 дней со дня подписания акта об осуществлении технологического присоединения.

12. Датой исполнения обязательства заявителя по оплате расходов на технологическое присоединение считается дата внесения денежных средств на расчетный счет сетевой организации.

IV. Разграничение балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности Сторон

13.Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя.

V. Условия изменения, расторжения договора и ответственность Сторон

14. Настоящий договор может быть изменен по письменному соглашению Сторон или в судебном порядке.

15. Договор может быть расторгнут по требованию одной из Сторон по основаниям, предусмотренным Гражданским кодексом Российской Федерации.

16. Заявитель вправе при нарушении сетевой организацией указанных в настоящем договоре сроков технологического присоединения в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор. Нарушение заявителем установленного договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств-мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на 12 и более месяцев при условии, что сетевой организацией в полном объеме выполнены мероприятия по технологическому присоединению, срок осуществления которых по договору наступает ранее указанного нарушенного заявителем срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.

17. Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 0,25 процента от указанного общего размера платы за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенный в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки. Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, обязана уплатить понесенные другой стороной договора расходы, связанные с необходимостью принудительного взыскания неустойки, предусмотренной абзацем первым настоящего пункта, в случае необоснованного уклонения либо отказа от ее уплаты.

18. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору Стороны несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Сетевая организация_____ **Заявитель**_____

19. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему договору, если оно явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после подписания Сторонами настоящего договора и оказывающих непосредственное воздействие на выполнение Сторонами обязательств по настоящему договору.

VI. Порядок разрешения споров

20. Споры, которые могут возникнуть при исполнении, изменении, расторжении настоящего договора, Стороны разрешают в соответствии с законодательством Российской Федерации по месту нахождения Сетевой организации.

VII. Заключительные положения

21. Настоящий договор считается заключенным с момента возврата подписанного договора в Сетевую организацию.
22. Настоящий договор составлен и подписан в двух экземплярах, по одному для каждой из Сторон.
23. Заявитель согласен на информирование его об исполнении договора, в том числе о наличии задолженности по настоящему договору по электронной почте oen_modul@mail.ru и/или путем СМС-оповещения на номер телефона +7-911-503-51-49. В случае изменения номера телефона или адреса электронной почты, сообщает об этом в течение 3-х рабочих дней.

Реквизиты Сторон

Сетевая организация:
МУП «Электросеть»
(наименование сетевой организации)
162622, г. Череповец, ул. Милютина, 3
(место нахождения)
ИНН/КПП-3528055532/352801001
Р/счет 40702810112270100110
Вологодское отделение №8638
ПАО Сбербанк г. Вологда
Кор/с 30101810900000000644
БИК 041909644

Заявитель:
ГКУ ВО «Служба единого заказчика»
(для юридических лиц - полное наименование)
160000, Вологодская, область,
г. Вологда, ул. Герцена д.27
(юридический адрес)
160000, Вологодская, область,
г. Вологда, ул. Герцена д.27, кабинет 505,528
(почтовый адрес)
ИНН/КПП-3525363803/352501001
ОГРН 1153525044265
Р/счет 03221643190000003000
ОТДЕЛЕНИЕ ВОЛОГДА БАНКА РОССИИ//
УФК по Вологодской области г. Вологда;
БИК 011909101
Кор/с 40102810445370000022

Подписи Сторон

Сетевая организация:
Заместитель директора по строительству
и техническому развитию, начальник ПТС **А.А. Акентьев**

Заявитель:
Директор
ГКУ ВО «Служба единого заказчика» **О.Н. Бояринов**

исп. Максименко Е.С.

Приложение
к договору на осуществление
технологического присоединения к электрическим сетям
от "____" _____20___г. №_____
Заявка от 06.10.2021 №ВОЛ26-00072

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки на технологическое присоединение от 06.10.2021 № ВОЛ26-00072 и являются неотъемлемой частью Договора от _____№_____ об осуществлении технологического присоединения объекта по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства ООО «Шекснинская Птицефабрика», именуемого в дальнейшем «Заявитель», к электрическим сетям Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения и действительны в течение 3 (трех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии (газо-поршневой электростанции) установленной (максимальной) мощностью 920 кВт без выдачи мощности в электрическую сеть Вологодского филиала, а также существующих ранее присоединенных объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств Заявителя с сохранением после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) существующих точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

1 точка присоединения – контактные соединения кабельного отсека для присоединения КЛ-10 кВ ПТФ-4 в ячейке № 14 2 СШ КРУН 10 кВ ПС 110/10 кВ Нифантово с максимальной мощностью 460 кВт без выдачи мощности в электрическую сеть Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» и с максимальной мощностью существующих энергопринимающих устройств 650 кВт;

2 точка присоединения – контактные соединения кабельного отсека для присоединения КЛ-10 кВ ПТФ-1 в ячейке № 2 1 СШ КРУН-10 кВ ПС 110/10 кВ Нифантово с максимальной мощностью 460 кВт без выдачи мощности в электрическую сеть Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» и с максимальной мощностью существующих энергопринимающих устройств 1650 кВт.

Схема присоединения к электрическим сетям Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 2300 кВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий:

1.1 Строительство объекта «Газо-поршневая электростанция» для электроснабжения промышленного производства ООО «Шекснинская Птицефабрика». Объем технических мероприятий определять проектом.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1 Оснастить объект по производству электрической энергии указанный в пункте 1.1 раздела 1 настоящих технических условий и существующие объекты электросетевого хозяйства, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства релейной защиты и автоматики должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0-55,0 Гц.

2.2. Оснастить электротехническое оборудование проектируемой электростанции устройствами автоматики, обеспечивающими исключение выдачи мощности объекта по производству электрической энергии Заявителя в сеть Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», в том числе при аварийном и плановом отключениях в питающей сети Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад».

2.3. Проектом определить необходимость в разработке и реализации соответствующих мероприятий по реконструкции устройств релейной защиты и автоматики в прилегающей электрической сети Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад».

2.4. Применить существующие приборы учета электрической энергии, установленные в ячейке № 14 2 СШ КРУН 10 кВ ПС 110/10 кВ Нифантово и в ячейке № 2 1СШ КРУН 10 кВ ПС 110/10 кВ Нифантово.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 1 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПОПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии следующими устройствами:

3.1.1. Устройствами РЗА, исключающими несинхронное включение объекта по производству электрической энергии в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на объект по производству электрической энергии от электрических сетей.

3.1.2. Устройствами локальной автоматики предотвращения нарушения динамической устойчивости вновь сооружаемого объекта по производству электрической энергии (необходимость установки уточнить при проектировании).

3.1.3. Устройствами делительной автоматики, обеспечивающей выделение генераторов с частью потребителей Заявителя на раздельную работу с энергосистемой. При этом должна быть обеспечена корректная работа указанных устройств делительной автоматики с существующими устройствами сетевой автоматики и прилегающей электрической сети 10 кВ и выше (необходимость установки уточнить при проектировании).

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi < 0,4$ в точках присоединения к электрическим сетям Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить существующие объекты электросетевого хозяйства Заявителя, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятие, указанное в пункте 1.1. раздела 1, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий (за исключением пункта 2.4), включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную, в том числе, рабочую документацию с Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад». В проекте выполнить расчеты токов короткого замыкания в прилегающей сети 10 кВ и выше (в том числе, выполнить анализ необходимости и достаточности установки устройств РЗА, указанных в пунктах 3.1.2 - 3.1.3 настоящих технических условий). Заявитель обязан разработать и согласовать инструкцию, определяющую режим работы объекта по производству электрической энергии с Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад».

4.2. Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» выполняет мероприятие, указанное в п. 2.4. раздела 2 настоящих технических условий.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования), с участием представителей Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад».

4.5. Получить от Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» акт о выполнении технических условий.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объекта по производству электрической энергии Заявителя, указанного в пункте 1.1 раздела 1 настоящих технических условий.

Приложение. Пояснительная схема присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя к электрическим сетям Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» на 1 л. в 1 экз.

Исполняющий обязанности
заместителя Генерального директора –
директора Вологодского филиала
ПАО "Россети Северо-Запад" К.Б. Котиков

Румянцев А.В.
Кленова О.В.
(8172)76-14-47

**ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ, ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЕ
И ЭЛЕКТРОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ
«ВОЛОГДАОБЛКОММУНЭНЕРГО»**

(ГЭП "ВОЛОГДАОБЛКОММУНЭНЕРГО")

ОГРН 1023500870546
ул. Горького, д. 99, г. Вологда, 160014
тел. (8172) 54-55-52, (8172) 57-00-07
факс (8172) 54-55-94
E-mail info@vocc.ru

Приложение № 1
к договору от «____» _____**2012 г.**
№ТП-12/0477
об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств

Заявителю
Директору
ООО «Жилищно-строительная индустрия»
Р.А. Швецову
конт.тел. (8172) 27-67-50

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
(по индивидуальному проекту)

Настоящие технические условия являются неотъемлемой частью договора технологического присоединения от «___» _____**2012 г. №ТП-12/0477** к электрическим сетям ГЭП "Вологдаоблкоммунэнерго".

Срок действия технических условий - 2 года.

1. Наименование объекта: Жилой дом с электроплитами.

2. Место нахождения объекта: г. Вологда, Старое шоссе, д.5

3. Максимальная мощность: 820 кВт.

4. Ранее присоединенная мощность: отсутствует.

5. Степень обеспечения надежности при электроснабжении (категория): II категория .

6. Центр питания (объект вышестоящей Сетевой организации): ПС «Северная».

7. Точки присоединения к электрической сети ГЭП "ВОКЭ", уровень напряжения в точках присоединения:

7.1. Существующие: нет.

7.2. Планируемые:

- РТП-5, ТП-41, уровень напряжения 6 кВ.

8. Схема выдачи (приема) мощности:

8.1. На уровне напряжения 6 кВ:

- кабельной линией 6 кВ от РУ-6кВ РТП-5 до проектируемой трансформаторной подстанции 6/0,4кВ.
- кабельной линией 6 кВ от РУ-6кВ ТП-41 до проектируемой трансформаторной подстанции 6/0,4кВ.

8.2. На уровне напряжения 0,4 кВ:

- отдельно кабельными линиями 0,4кВ в земле от проектируемой трансформаторной подстанции 6/0,4кВ до вводно-распределительных устройств жилой части дома;
- отдельно кабельными линиями 0,4 кВ в земле от проектируемой трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств нежилых (встроено-пристроенных) помещений дома.

9. Мероприятия по технологическому присоединению:

9.1. Для исполнения Сетевой организацией (обоснованные требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей):

- Разработка проектно-сметной документации для строительства и реконструкции электросетевых сооружений.
- Расширение РУ-6кВ ТП-41 камерой КСО-366.
- Расширение РУ-6кВ РТП-5 камерой КСО-298.

9.2. Для исполнения Заявителем:

- Разработка проектно-сметной документации для строительства электросетевых сооружений.
- Строительство новых кабельных линий 6 кВ направлениями:
  - РУ-6кВ РТП-5 – проектируемая трансформаторная подстанция 6/0,4кВ;
  - РУ-6кВ ТП-41 – проектируемая трансформаторная подстанция 6/0,4кВ;
  - Параметры кабельных линий 6 кВ определить проектом.
- Строительство проектируемых трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ. Количество и параметры подстанций определить проектом. Тип силовых трансформаторов – ТМГ.

- Строительство кабельных линий 0,4 кВ от проектируемой трансформаторной подстанции до энергопринимающих устройств объекта. Параметры кабельных линий 0,4 кВ определить проектом.

10. Требования к выносу линий электропередачи из зоны строительства объекта:

- проектом предусмотреть переустройство (вынос) линий электропередачи, расположенных на земельном участке Заявителя, из зоны строительства объектов, точки выноса определить на стадии проектирования.

11. Требования к устройствам регулирования реактивной мощности: нет.

12. Требования к устройствам телемеханики и связи (СДТУ, АСДУ): нет.

13. Требования к организации системы учета электрической энергии и приборам учета:

13.1. Для учета общего количества электроэнергии проектом предусмотреть установку узлов учета электроэнергии на вводе в новых трансформаторных подстанциях объекта. Тип и номинальный ток трансформаторов тока определить проектом. Схемой включения счетчика предусмотреть установку испытательной клеммной колодки. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 03 PQCSIDN").

13.2. Для учета общего количества электроэнергии на жилые помещения (квартиры):

13.2.1. При нагрузке ≥ 100 А к установке принять трехфазный счетчик электроэнергии косвенного включения с размещением в ВРУ жилого дома. Схемой включения счетчика предусмотреть установку испытательной клеммной колодки. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 03 PQRSIDN").

13.2.2. При нагрузке ≤ 90 А к установке принять трехфазный счетчик электроэнергии прямого включения с размещением в ВРУ жилого дома. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 01 PQRSIDN" или "Меркурий – 230 ART 02 PQRSIN").

13.2.3. Для поквартирного учета электроэнергии к установке принять однофазные счетчики электроэнергии прямого включения с размещением в этажных щитах. Счетчики должны иметь класс точности 2,0 и выше, иметь интерфейс RS485 или CAN. (рекомендуемый тип "Меркурий – 203.2T RB", «СЭБ-1ТМ 02.02», «CE102A»).

13.2.4. Для учета общего количества электроэнергии на общедомовые нужды к установке принять трехфазный счетчик электроэнергии с размещением в ВРУ жилого дома. При общей нагрузке ≤ 90 А следует устанавливать трехфазные счетчики прямого включения. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 01 PQRSIDN" или "Меркурий – 230 ART 02 PQRSIN").

13.3. Для учета общего количества электроэнергии на помещения нежилого назначения:

13.3.1. При обшей нагрузке ≥ 100 А к установке принять трехфазный счетчик электроэнергии косвенного включения с размещением в ВРУ нежилых помещений. Схемой включения счетчика предусмотреть установку испытательного клеммника. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 03 PQRSIDN").

13.3.2. При общей нагрузке ≤ 90 А следует устанавливать трехфазные счетчики прямого включения с размещением в ВРУ нежилых помещений. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 01 PQRSIN" или "Меркурий – 230 ART 02 PQRSIN").

13.3.3. Для учета электроэнергии на нежилые помещения при нагрузке каждого отдельного помещения ≤90 А следует устанавливать индивидуальные счетчики прямого включения с размещением в отдельном щите учета. Щит учета следует размещать в одном помещении с ВРУ нежилых помещений. Счетчики должны иметь класс точности 1,0 и выше (рекомендуемый тип "Меркурий – 230 ART 01 PQRSIN" или "Меркурий – 230 ART 02 PQRSIN").

13.3.4. Все счетчики электроэнергии должны быть микропроцессорного типа, иметь энергонезависимую память и защиту от несанкционированного изменения параметров.

13.4. Требования к трансформаторам тока 0,4 кВ:

- трансформаторы тока должны иметь класс точности 0,5;
- трансформаторы тока должны иметь защиту от несанкционированного доступа;
- измерительные цепи трансформаторов тока должны быть выведены на испытательные клеммные колодки не содержать других измерительных приборов.

13.5. Общие требования к приборам учета:

13.5.1. Приборы учета должны соответствовать требованиям п.п. 17.2.10 - 17.2.13.8 СП 31-110-2003, обеспечивать работоспособность при температуре от -40 до +55 для работы на открытом воздухе и от -20 до +55 для работы в отапливаемом помещении, поддерживать протокол обмена данными для счетчиков типа Меркурий 230, Меркурий 200, СЭБ-1ТМ02.

13.5.2. На момент ввода в эксплуатацию все приборы учета должны иметь поверительное клеймо со сроком давности не более 1 года (для однофазных счетчиков – не более 2-х лет).

13.5.3. Организовать на присоединяемых объектах автоматизированную систему коммерческого учета потребления электроэнергии (АСКУЭ) жилых домов и общественных зданий. АСКУЭ должна обеспечивать выполнение функций предусмотренных п.17.2.2, 17.2.3 и 17.2.6 СП 31-110-2003.

13.6. Общие требования к организации АСКУЭ:

АСКУЭ должна обеспечивать выполнение функций, предусмотренных п. 17.2.2, 17.2.3 и 17.2.6 СП 31-110-2003.

Тип применяемой системы АСКУЭ на этапе проектирования согласовать со службой ЭИСиТ ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго». При создании проекта рекомендуется выделить АСКУЭ в отдельный раздел. Проект АСКУЭ должен содержать скелетную схему, принципиально-монтажные схемы подключения интерфейсов однофазных и трехфазных счетчиков, принципиально-монтажную схему шкафа АСКУЭ.

После проведения пусконаладочных работ систему АСКУЭ сдать в эксплуатацию ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго» или оформить регламент взаимоотношений по вопросу передачи данных системы АСКУЭ.

13.7. Требования к организации АСКУЭ:

13.7.1. Связь между сервером и коммуникатором осуществляется по каналу GPRS или сети Ethernet.

13.7.2. В качества коммуникатора должно использоваться устройство с набором функциональных возможностей не ниже чем у коммуникатора SCG 3.3.

13.7.3. Если в линию включено более 32 счетчиков необходимо применять репитеры-повторители типа ТСС-120 I. Питание повторителей осуществляется от источника постоянного тока напряжением 24 В.

13.7.4. Для линий связи интерфейса счетчиков необходимо использовать кабель «витая пара». На концах линии устанавливаются резисторы сопротивлением 120 Ом, мощностью 0.25 Вт. Прокладку линий производить согласно требованиям п.п. 17.1.8 – 17-1-23 СП 31-110-2003.

13.7.5. Размещение оборудования должно осуществляться согласно п.п. 17.1.4 – 17.1.7 СП 31-110-2003. Подключение счетчиков к линии связи в этажных щитках осуществляется с помощью клеммника или стандартной разветвительной коробки типа ВЛСТ 215.00.000-04.

14. Особые условия:

14.1. Необходимо предусмотреть переустройство (вынос) линий электропередачи, расположенных на земельном участке Заявителя, из зоны строительства объектов, точки выноса определить на стадии проектирования.

14.2. Рабочий проект представить на рассмотрение в ГЭП "Вологдаоблкоммунэнерго" для получения положительного заключения.

14.3. Условия договора технологического присоединения от «___» _____**2012 г. № ТП-12/0477** не накладывают обязательства на Сетевую организацию продлить срок действия настоящих технических условий в случае невыполнения их Заявителем в согласованный срок.

14.4. При изменении условий технологического присоединения по окончанию срока действия технических условий, невыполнении технических условий Заявителем в согласованный срок, а также изменении Заявителем условий заявки, Сетевая организация вправе выдать новые технические условия.

14.5. Заявитель обязан получить положительное заключение Северного управления Ростехнадзора или в случаях, предусмотренных действующим законодательством РФ, органов государственной экспертизы по разработанной проектной документации и результатам инженерных изысканий.

Главный инженер **А.В. Яковишин**
М.П.

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ПТС **П.В. Смирнов**

Начальник СР №1 **В.Н. Клюквин**

Начальник ОДС **В.И. Селяков**

Технические условия принял (для случаев, когда техническими условиями предусмотрены обязательства Сетевой организации по исполнению мероприятий по технологическому присоединению – см. п. 9.1):
Начальник ОКС: **Е.А. Попов**
“ ____ ” _____ 2012 г.

Ю.Г. Васёхин
(8172) 57-00-40

Приложение № 1
к договору от «___» _____2018 г.
№ТП-18/1081
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «Железобетон – 12», 162602, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Любецкая, д. 5А (тел. (8202) 20-10-00, 8-921-127-44-12).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Комплекс многоквартирных жилых домов, расположенный по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Машиностроительная, 43 (кадастровый номер земельного участка 35:24:0303008:297).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1700 кВт (в том числе: I этап строительства жилой дом №1 по ГП – 500 кВт и жилой дом №2 по ГП – 500 кВт; II этап строительства жилой дом №3 по ГП – 400 кВт и жилой дом №4 по ГП – 300 кВт).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 669 кВт.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: I этап строительства жилые дома №1 и №2 по ГП – IV квартал 2020 года; II этап строительства жилые дома №3 и №4 по ГП – IV квартал 2023 года.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - распределительное устройство 6 кВ яч.5, яч 18 распределительного пункта №9;

7.2. Планируемые: - распределительные устройства (РУ) 0,4 кВ двух проектируемых комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 6/0,4 кВ в границах земельного участка Заявителя.

7.2.1. Схема выдачи (приема) мощности, способ подключения:

7.2.1.1. На уровне напряжения 6 кВ:

- кабельными линиями 6 кВ с I и II секции шин от РУ 6 кВ распределительного пункта (РП) №15 до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ №1;

- кабельными линиями 6 кВ с I и II секции шин РУ 6 кВ проектируемой КТП 6/0,4 кВ №1 до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ №2;

7.2.1.2. На уровне напряжения 0,4 кВ: - линиями электропередачи 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ новых (проектируемых) КТП 6/0,4 кВ №1 и КТП 6/0,4 кВ №2 до ВРУ 0,4 кВ объекта Заявителя.

8. Основной источник питания: ПС «Городская» 35/6 кВ.

9. Резервный источник питания: ПС «Городская» 35/6 кВ.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией в рамках I этапа строительства жилых домов №1 и №2 по ГП:

10.1.1. Разработка проектно-сметной документации для наружного электроснабжения 6/0,4 кВ;

10.1.2. Строительство кабельных линий 6 кВ от РУ 6 кВ РП №15 до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ №1. Параметры КЛ 6 кВ, объём строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом;

10.1.3. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 6/0,4 кВ №1 проходного типа в границах земельного участка объекта Заявителя. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

10.1.4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

10.1.5. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.1.5.1. Организация узлов учёта электрической энергии в ВРУ 0,4 кВ жилых домов №1 и №2 по ГП.

10.2. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией в рамках II этапа строительства жилых домов №3 и №4 по ГП:

10.2.1. Разработка проектно-сметной документации для наружного электроснабжения 6/4 кВ;

10.2.2. Строительство кабельных линий 6 кВ от РУ 6 кВ новой КТП 6/0,4 кВ №1 до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ №2. Параметры КЛ 6 кВ, объём строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом;

10.2.3. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 6/0,4 кВ №2 проходного типа в границах земельного участка объекта Заявителя. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

10.2.4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

10.2.5. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.2.5.1. Организация узлов учёта электрической энергии в ВРУ 0,4 кВ жилых домов №3 и №4 по ГП.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем в рамках I строительства жилых домов №1 и №2 по ГП:

11.1.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объектов. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.1.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от проектируемой КТП 6/0,4 кВ №1 до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилых домов №1 и №2 по ГП. Параметры КЛ 0,4 кВ, трассу прокладки и объем строительства определить проектом;

11.1.3. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.2. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем в рамках II этапа строительства жилых домов №3 и №4 по ГП:

11.2.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объектов. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от проектируемой КТП 6/0,4 кВ №2 до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилых домов №3 и №4 по ГП. Параметры КЛ 0,4 кВ, трассу прокладки и объем строительства определить проектом;

11.2.3. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий – 3 (три) года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» для получения положительного заключения.

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Шевелев П.А.
(8172) 55-07-57

364

Приложение № 1
к договору от «9» октября 2018 г.
№ТП-18/01340
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых свыше 670 кВт и до 8900 кВт (включительно))

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «ТИРВАС», 184256, Мурманская обл., г. Кировск, ул. Ботанический сад, здание 29 (тел. (81531) 32-686, 33-802, 33-814, факс (81531) 33-814).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (РУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: База отдыха «Костяевка» расположенная по адресу: Вологодская обл., Череповецкий район, Домозеровский с/с, в районе д. Костяевка.

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1350 кВт (в том числе 1000 кВт дополнительно).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 350 кВт.

4. Категория надежности: (III) третья.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: 2018-2019 гг.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: – опора №3 воздушной линии (ВЛ) 10 кВ «Берег».

8. Основной источник питания: ПС-220/110/10 кВ «Зашекснинская».

9. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

9.1. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: отсутствуют.

9.2. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

ИД оригинала документа в Synerdocs:
d0e3650c-3eb3-4163-92df-3b276d8b0a8f
Отправлен 21.09.2018 18:04:07 (UTC+03:00)
Страница 2 из 8

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для строительства и переустройства электросетевых сооружений 10/0,4 кВ. Объем работ по строительству и переустройству определить проектом;

10.2. Переустройство трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ «ЖЭЦ» с установкой нового силового трансформатора. Рекомендуемый тип силового трансформатора ТМГ-1600 кВА. Переустройство распределительных устройств 10/0,4 кВ трансфоматорной подстанции «ЖЭЦ» определить проектом. Параметры электрооборудования 10/0,4 кВ определить проектом;

10.3. Строительство новых и переустройство (при необходимости) существующих вводно-распределительных устройств 0,4 кВ. Объем работ по строительству и переустройству (при необходимости) определить проектом;

10.4. Строительство дополнительных и переустройство (при необходимости) существующих линий электропередачи 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ «ЖЭЦ» до ВРУ 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры линий электропередачи 0,4 кВ, способ прокладки и объем строительства (переустройства) определить проектом;

10.5. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

10.6. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.6.1. Учет выполнить в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №442.

10.6.2. Организовать пункт коммерческого учета (ПКУ) на первой опоре ВЛ 10 кВ (ответвления) от точки присоединения в направлении КТП 10/0,4 кВ «ЖЭЦ».

11. Срок действия технических условий.

11.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении Заявитель обязан подать заявку на продление. При изменение условий заявки Заявитель обязан получить новые ТУ, при этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

11.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

12. Дополнительные сведения.

12.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

12.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

ИД оригинала документа в Synerdocs: c0e3950b-3ebb-4183-9b9f-3b279c8b0c8f
Отправлен 21.06.2018 16:04:07 (UTC+03:00)
Страница 3 из 8

12.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

И.А. Домакова
(8202) 20-55-21

ИД оригинала документа в Synerdocs.
c0e3853b-3eb0-4183-8b9f-3b276e5b0c6f
Отправлен 21.09.2018 16:04:07 (UTC+03:00)
Страница 4 из 8

Приложение № 1
к договору от **19.11.2018 г. №ТП-18/1624**
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям (в редакции от 27.12.2018 г.)

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт (включительно))

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «СУ-24», 160004, Вологодская обл., г. Вологда, ул. Благовещенская, д.102, пом.1, тел. 8-905-297-03-07.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Многоквартирные жилые дома №1 и №2 по ГП, расположенные по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Чернышевского, 120-а (земельный участок с кадастровым номером 35:24:0303001:32).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: - 1426 кВт, в том числе: I этап строительства: - 20 кВт газовая котельная; II этап строительства: - 526 кВт жилой дом №1 по ГП; III этап строительства: - 880 кВт жилой дом №2 по ГП.

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 300 кВт (III категория надежности КТП №579).

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

I этап строительства: газовая котельная - IV кв. 2018 г.;

II этап строительства: жилой дом №1 по ГП - I кв. 2019 г.;

III этап строительства: жилой дом №2 по ГП - IV кв. 2020 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Планируемые: - распределительное устройство (РУ) 0,4 кВ новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 6/0,4 кВ.

8. Основной источник питания: ПС «Северная» 35/6 кВ.

9. Резервный источник питания: ПС «Северная» 35/6 кВ.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией в рамках I - III этапа строительства:

10.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 6/0,4 кВ объекта.

10.2. Дооборудование РУ 6 кВ распределительного пункта (РП) №5 вакуумными выключателями (2 шт.) на I и II секцию шин. Параметры электрооборудования 6 кВ и объем работ по дооборудованию определить проектом;

10.3. Строительство кабельных линий 6 кВ от РУ 6 кВ РП №5 с I и II секции шин до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ. Параметры КЛ 6 кВ, объём строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом.

10.4. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 6/0,4 кВ проходного типа. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

10.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети:

10.6. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.6.1. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет заявителю счетчики электрической энергии для организации узлов учета.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности.

11.2. Мероприятия по технологическому присоединению выполняемые в рамках I этапа строительства:

11.2.1. Строительство вводно-распределительного устройства 0,4 кВ газовой котельной. Параметры электрооборудования и объем строительства определить проектом;

11.2.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ газовой котельной. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.3. Мероприятия по технологическому присоединению выполняемые в рамках II этапа строительства:

11.3.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилого дома №1 по ГП. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом;

11.3.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ (отдельными кабельными линиями 0,4 кВ на жилую часть, отдельно кабельными линиями на нежилые помещения при наличии) от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ объекта заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. Мероприятия по технологическому присоединению выполняемые в рамках III этапа строительства:

11.4.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилого дома №2 по ГП. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом;

11.4.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ (отдельными кабельными линиями 0,4 кВ на жилую часть и отдельно кабельными линиями на нежилые помещения при наличии) от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ жилого дома №2 по ГП. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.5. При осуществлении технологического присоединения по постоянной схеме электроснабжения 0,4 кВ существующую схему электроснабжения КТП №5/9 демонтировать и считать недействительной.

11.6. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.7. Требования к организации узлов учета электрической энергии в рамках I - III этапа строительства:

11.7.1. Организация узлов учета электроэнергии в вводных щитах учета 0,4 кВ газовой котельной, жилого дома №1 и жилого дома №2 по ГП ;

11.7.2. Во избежание безучетного потребления электроэнергии щиты учета должны иметь панель для опломбирования.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения дополнительного соглашения №2 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 19.11.2018 г. №ТП-18/1624. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения от 19.11.2018 г. №ТП-18/1624 к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Технические условия в редакциях от 19.11.2018 г. и от 11.12.2018 г. – Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 19.11.2018 г. №ТП-18/1624 считать недействительными.

13.2. Землепользователю данного земельного участка необходимо урегулировать отношения с АО «Вологдаоблэнерго» и владельцами ведомственных электрических сетей по обеспечению сохранности и возможного переустройства линий электропередачи (ЛЭП) 6 кВ из зоны жилой застройки (КЛ-6 кВ направлением «РП-5 – КТП-579»(вед.), «РП-5 – ТП-397», «РП-5 – ТП-432» «ТП-432 – ТП-304», «ТП-408 – ТП-861»(вед.), ЛЭП 6 кВ №7).

13.3. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.4. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.5. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Шевелев П.А.
(8172)55-07-57

Приложение № 1
к договору от **12.02.2019 г. № ТП-18/1692**
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям (в редакции от 27.04.2021 г.)

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Улин Владислав Сергеевич, 160000, Вологодская обл., г. Сокол, пер. Песчаный, д. 18, кв. 6 (тел. 8-921-820-61-48).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Лесопильный цех, расположенный по адресу: Вологодская обл., Сокольский район, г. Сокол, ул. Овражная, 42 (кадастровый номер земельного участка 35:26:0104044:160).
3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 800 кВт.
   3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.
4. Категория надежности: III (третья).
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: - 2021 г.
7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:
   7.1. Существующие: - отсутствуют.
   7.2. Планируемые: - распределительное устройство (РУ) 0,4 кВ проектируемой комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 6/0,4 кВ вблизи границы земельного участка Заявителя.
8. Основной источник питания: ГПП 110/6 кВ ООО «Промводоочистки».
9. Резервный источник питания: не требуется.
10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:
   10.1. Разработка проектно-сметной документации для наружного электроснабжения 6/0,4 кВ;
   10.2. Строительство линии электропередачи 6 кВ (ответвления) от опоры №15 ВЛ 6 кВ Л-14 до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ. Параметры линии электропередачи 6 кВ и объем строительства определить проектом;
   10.3. Строительство новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ. Рекомендуемая марка силового трансформатора ТМГ. Место установки КТП, мощность силового трансформатора и объем строительства определить проектом;
   10.4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.
   10.5. Требования к организации учета электрической энергии:

10.5.1. Учеты выполнить в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №442.

10.5.2. Организация узлов учета электрической энергии в РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта;

11.2. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта заявителя. Количество, параметры ВРУ 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.3. Строительство линий электропередачи 0,4 кВ от точки присоединения (см. п. 7 настоящих технических условий) до ВРУ 0,4 кВ лесопильного цеха. Параметры линий электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. В случае наличия нагрузок искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, предусмотреть в электрических сетях Заявителя наличие компенсирующих устройств.

11.5. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии;

11.6. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7. ПУЭ.

11.7. Электроустановка объекта должна иметь защиту от грозовых и внутренних перенапряжений в соответствии с требованиями ПУЭ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения дополнительного соглашения №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 12.02.2019 г. № ТП-18/1692. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Технические условия от 12.02.2019 г. – Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 12.02.2019 г. № ТП-18/1692 считать недействительными.

13.2. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.4. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

П.А. Шевелёв
(8172) 55-07-57

Приложение № 1
к договору от «20» 12 2018 г.
№ТП-18/1747
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «ТК Групп», 150048, Ярославская область, г. Ярославль, пр. Московский, д. 139, оф. 3.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Многоквартирный жилой дом №1 по ГП по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Гагарина (кадастровый номер земельного участка 35:24:0401013:2840).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1000 кВт (в том числе: I этап строительства – 250 кВт; II этап строительства – 250 кВт; III этап – 250 кВт; IV этап строительства – 250 кВт);

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

I этап строительства – III квартал 2019 г.
II этап строительства – II квартал 2020 г.
III этап строительства - I квартал 2021 г.
IV этап строительства – I квартал 2022 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые: - кабельные линии электропередачи (КЛ) 0,4 кВ от распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 10/0,4 кВ на границе земельного участка Заявителя.

8. Основной источник питания: ГПП-1 «ВПЗ» 110/10 кВ.

9. Резервный источник питания: ГПП-1 «ВПЗ» 110/10 кВ.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для наружного электроснабжения 10/0,4 кВ объекта Заявителя;

10.2. Строительство КЛ 10 кВ от РУ 10 кВ КТП №970 (яч.№3 и яч.№5) до новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ, объём строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом.

10.3. Строительство двухтрансформаторной КТП 10/0,4 кВ. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Тип подстанции, мощность силовых трансформаторов, место установки КТП и объем строительства определить проектом.

10.4. Строительство КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до границы земельного участка, подтвержденной правоустанавливающими документами, в пределах которого расположен (будет располагаться) объект электроснабжения Заявителя. Объем строительства и параметры КЛ 0,4 кВ определить проектом;

10.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети;

10.6. Требования к организации учета электрической энергии:

10.6.2. Предоставить заявителю счетчики электрической энергии для организации учета.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. I этап строительства:

11.2.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.2.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точки присоединения (см. п. 7.2 настоящих технических условий) в пределах границы земельного участка заявителя до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта. Параметры кабельных линий электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.3. II этап строительства:

11.3.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.3.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точки присоединения (см. п. 7.2 настоящих технических условий) в пределах границы земельного участка заявителя до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта. Параметры кабельных линий электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. III этап строительства:

11.4.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.4.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точки присоединения (см. п. 7.2 настоящих технических условий) в пределах границы земельного участка заявителя до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта. Параметры кабельных линий электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.5. IV этап строительства:

11.5.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.5.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точки присоединения (см. п. 7.2 настоящих технических условий) в пределах границы земельного участка заявителя до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта. Параметры кабельных линий электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.6. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии;

11.7. Требования к организации узла учета электрической энергии в рамках I - IV этапов строительства:

11.7.1. Организация узлов учета электроэнергии в вводно-распределительных устройствах 0,4 кВ объекта.

11.7.2. Во избежание безучетного потребления электроэнергии, шкафы учета должны иметь панель для опломбирования.

12. Срок действия технических условий



12.1. Срок действия данных технических условий - 4 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от: 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Пельшмяков Д.В
(8172) 55-07-57

Приложение № 1
к договору от «___» _____2019 г.
№ТП-19/0495
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Закрытое акционерное общество «Горстройзаказчик», 160000, Вологодская область, г. Вологда, ул. Лермонтова, д. 19-а.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Многоквартирный жилой дом по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, земельный участок с кадастровым № 35:24:0501012:90, расположен в северо-восточной части кадастрового квартала.

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 872,5 кВт (в том числе: I этап строительства (крышная газовая котельная) – 26,5 кВт; II этап строительства (жилой дом) – 846 кВт).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

I этап строительства (крышная газовая котельная) – II квартал 2020 г.

II этап строительства (жилой дом) – II квартал 2020 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые: - кабельные линии электропередачи (КЛ) 0,4 кВ от распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 10/0,4 кВ на границе земельного участка Заявителя.

8. Основной источник питания: ПС «Луговая» 110/35/10 кВ.

9. Резервный источник питания: ПС «Луговая» 110/35/10 кВ.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для строительства электросетевых сооружений 10/0,4 кВ;

10.2. Строительство КЛ 10 кВ от места установки соединительных муфт на КЛ 10 кВ «ТП-610 — КТП-978» до проектируемой КТП 10/0,4 кВ с образованием направлений: «ТП-610 I секция шин — проектируемая КТП 10/0,4 кВ I секция шин»; «проектируемая КТП 10/0,4 кВ I секция шин - КТП-978 I секция шин». Параметры КЛ 10 кВ и объём строительства определить проектом.

10.3. Строительство КЛ 10 кВ от места установки соединительных муфт на КЛ 10 кВ направлением «ТП-610 — КТП-978» до проектируемой КТП 10/0,4 кВ с образованием направлений: «ТП-610 II секция шин — проектируемая КТП 10/0,4 кВ II секция шин»; «проектируемая КТП 10/0,4 кВ II секция шин - КТП-978 II секция шин». Параметры КЛ 10 кВ и объём строительства определить проектом.

10.4. Строительство двухтрансформаторной КТП 10/0,4 кВ. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Тип подстанции, мощность силовых трансформаторов, место установки КТП и объем строительства определить проектом.

10.5. Строительство КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до границы земельного участка, подтвержденной правоустанавливающими документами, в пределах которого расположен (будет располагаться) объект электроснабжения Заявителя. Объем строительства и параметры КЛ 0,4 кВ определить проектом;

10.6. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

10.7. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.7.1. Предоставить Заявителю счетчики электрической энергии для организации учета.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. I этап строительства (крышная газовая котельная):

11.2.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.2.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от точки присоединения (см. п. 7.2 настоящих технических условий) до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.3. II этап строительства (жилой дом):

11.3.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.3.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от точки присоединения (см. п. 7.2 настоящих технических условий) до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии;

11.5. Требования к организации узла учета электрической энергии:

11.5.1. Организация узлов учета электрической энергии в вводно-распределительных устройствах 0,4 кВ объекта Заявителя.

11.5.2. Во избежание безучетного потребления электроэнергии, шкафы учета должны иметь панель для опломбирования.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 3 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

ИД документа в Контуре
ЭО-7b83-a0ef-4df2-ad5a-76aa2946e469
Отправлен 09.04.2019 7:32:43 (UTC+03:00)
Страница 3 из 4

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Пельшмяков Д.В.
(8172) 55-07-57

Приложение № 1
к договору от «27» 11 2019 г.
№ТП-19/1823
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых свыше 670 кВт и до 8900 кВт (включительно))

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «Центр-капитал», 160000, Вологодская область, г. Вологда, ул. Козленская, д. 35, офис 600 (тел. 8-911-448-79-70)

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Многофункциональный общественный центр, расположенный по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Фрязиновская (кадастровый номер земельного участка 35:24:0305021:5634).
3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1440 кВт.
   3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.
4. Категория надежности: II (вторая).
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: – 2021 г.
7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:
   7.1. Существующие: - отсутствуют.
   7.2. Планируемые: - распределительное устройство (РУ) 0,4 кВ I и II секции шин новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 10/0,4 кВ.
8. Основной источник питания: ПС «Восточная» 110/35/10 кВ I секция шин.
9. Резервный источник питания: ПС «Восточная» 110/35/10 кВ II секция шин.
10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:
    10.1. Разработка проектно-сметной документации для наружного электроснабжения 10/0,4 кВ.
    10.2. Строительство КЛ 10 кВ от места установки соединительных муфт на КЛ 10 кВ «ТП-462 — ТП-506» до проектируемой КТП 10/0,4 кВ с образованием направлений: «ТП-462 I секция шин — проектируемая КТП 10/0,4 кВ I секция шин»; «проектируемая КТП 10/0,4 кВ I секция шин - ТП-506 I секция шин». Параметры КЛ 10 кВ и объём строительства определить проектом.
    10.3. Строительство КЛ 10 кВ от места установки соединительных муфт на КЛ 10 кВ «ТП-462 — ТП-506» до проектируемой КТП 10/0,4 кВ с образованием направлений: «ТП-462 II секция шин — проектируемая КТП 10/0,4 кВ II секция шин»; «проектируемая КТП 10/0,4 кВ II секция шин - ТП-506 II секция шин». Параметры КЛ 10 кВ и объём строительства определить проектом.

ИД оригинала документа в Synerdocs
1fdad84d-9d8c-4642-b975-b61f33020589
Отправлен 23.10.2019 8:00:30 (UTC+03:00)
Страница 2 из 7

10.4. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 10/0,4 кВ проходного типа. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Тип подстанции, место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

10.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети;

10.6. Требования к организации учета электрической энергии:

10.6.1. Учеты выполнить в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №442;

10.6.2. Организация узлов учета электрической энергии в РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ многофункционального общественного центра. Объем строительства определить проектом;

11.3. Строительство кабельных линий 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта заявителя. Параметры кабельных линий электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии;

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» для получения положительного заключения.

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Шевелев П.А. (8172) 55-07-57

Приложение № 1
к договору от «21» 06 2019 г.
№ТП-20/0420
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых свыше 670 кВт и до 8900 кВт (включительно))

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «Нестле Россия» (Филиал в г. Вологде), Россия, 115054, г. Москва, пл. Павелецкая, д. 2, строение 1 (тел./ф. 7 (495) 725-7000, 725-7070, 8-921-830-25-78).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: комплектные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Производственное предприятие (расширение), расположенное по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Михаила Поповича, д. 4-а (земельный участок с кадастровым номером 35:24:0102004:2302).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 6 200 кВт (в том числе 3520,77 кВт дополнительно);

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 2 679,23 кВт (КТП 6/0,4 кВ №800).

4. Категория надежности: II (вторая), I (первая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: 2020-2021 гг.;

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие (на мощность 2 679,23 кВт):

7.1.1. КЛ 6 кВ в РУ 6 кВ КТП №800 от РУ 6 кВ РТП №7, яч.16;

7.1.2. КЛ 6 кВ от РУ 6 кВ ТП №452 яч.5 в РУ 6 кВ КТП №800;

7.1.3. РУ 6 кВ РТП №7, яч.12., яч.15.

7.2. Планируемые (на дополнительную мощность 3520,77 кВт): - кабельные линии 10 кВ в РУ 10 кВ новых (проектируемых) КТП;

Существующие (на мощность 2 679,23 кВт): - РУ 6 кВ РТП №7, яч.12.,яч.15.

8. Основной источник питания: ПС «Западная» 110/35/10/6 кВ I секция сборных шин.

9. Резервный источник питания: ПС «Западная» 110/35/10/6 кВ II секция сборных шин. (в качестве независимого источника электроснабжения для потребителей особой группы I категории надежности предусмотреть установку дизель-электрической станции (ДЭС)).

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией для присоединения дополнительной мощности в 3520.77 кВт:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для строительства кабельных линий 10 кВ до объекта Заявителя;

10.2. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ ПС «Западная» до границы земельного участка Заявителя. Параметры КЛ 10 кВ, трассу и объём строительства электрических сетей определить проектом.

10.3. Переустройство схемы наружного электроснабжения 6 кВ с исключением из схемы электроснабжения объекта заявителя кабельных линий 6 кВ направлением «РТП №7 яч. №16 – КТП №800 яч. №2» и «ТП №452 яч. №5 - КТП №800 яч. №2», с образованием нового направления кабельной линии 6 кВ «РТП №7 яч. №16 - ТП №452 яч. №5». Объем работ по переустройству кабельных линий 6 кВ определить проектом;

10.4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети:

10.5. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.6.1. Учеты выполнить в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №442.

10.6.2. Сетевая организация предоставляет Заявителю счетчики электрической энергии.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем для присоединения дополнительной мощности в 3520.77 кВт:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 10/0.4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. Строительство кабельных линий 10 кВ от точек присоединения (см.п.7 ТУ) в пределах границы земельного участка Заявителя до новых (проектируемых) КТП 10/0.4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ, трассу и объём строительства электрических сетей определить проектом.

11.3. Строительство новых (проектируемых) КТП 10/0.4 кВ, количество КТП определить проектом.

В РУ 10 кВ КТП 10/0,4 кВ принять к установке вакуумные выключатели (тип выкуумных выключателей определить проектом). Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ-1600 кВА. Место установки КТП 10/0.4 кВ, параметры электрооборудования 10/0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ производственного предприятия. Параметры электрооборудования, количество ВРУ 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.5. Строительство КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ с I и II секция сборных шин новых (проектируемых) КТП 10/0.4 кВ до вводно - распределительных устройств 0.4 кВ, объект электроснабжения Заявителя. Объем строительства и параметры КЛ 0.4 кВ определить проектом.

11.6. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.7. Требования к организации узла учета электрической энергии:

11.7.1. Организация узлов учета электрической энергии в РУ-10 кВ новых (проектируемых) КТП 10/0,4 кВ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 4 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» для получения положительного заключения.

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Нестерова И.В.
(8172) 55-07-22

Приложение № 1
к договору от 18.02.2021 г.
№ ТП-20/02379
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих устройств к
электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям (в редакции от 08.12.2021 г.)

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация:	Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99
Заявитель:	Общество с ограниченной ответственностью «ВологдаСтройЗаказчик специализированный застройщик», 160001, Вологодская обл, Вологда г, Челюскинцев ул, дом 13 (тел. 762557, 721539).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: ВРУ 0.4 кВ Корпуса А с офисными помещениями, ВРУ 0,4 кВ Корпуса Б, ВРУ 0,4 кВ Корпуса В.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Многоквартирные жилые дома с офисными помещениями. Корпуса А, Б, В, по адресу: г Вологда, ул Новгородская, Жилой комплекс «Осановские зори» (кадастровый номер земельного участка: 35:24:0501011:352)

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 756 кВт, в том числе
- корпус А – 300,7 кВт, из них жилые помещения 280,7 кВт, нежилые помещения- 20 кВт;
- корпус Б 270,8 кВт;
- корпус В 184,5 кВт.

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:
I этап строительства (корпус А) - III квартал 2022 г.
II этап строительства (корпус Б) - III квартал 2023 г.
III этап строительства (корпус В) - I квартал 2023 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые: - распределительное устройство 0.4 кВ новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции 10/0.4 кВ на границе земельного участка Заявителя.

8. Основной источник питания: ПС 220/110/35/10/6 кВ Вологда-Южная.
9. Резервный источник питания: ПС 220/110/35/10/6 кВ Вологда-Южная.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 10/0.4 кВ.

10.2. Строительство КЛ 10 кВ от места врезки в существующие КЛ 10 кВ направлениями «РП32 яч.9 - КТП1042», «РП32 яч.14 - КТП1042» до новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ. Трассу КЛ 10 кВ, параметры линий электропередачи 10 кВ определить проектом.

10.3. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 10/0,4 кВ проходного типа. Место установки КТП, мощность, марку трансформаторов и объем строительства определить проектом.

10.4. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет заявителю счетчик(и) электрической энергии для организации узлов учета электрической энергии.

10.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в эл.сети.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности.

11.2. 1 этап - Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точек присоединения (см.п.7 технических условий) до ВРУ Корпуса А с нежилыми помещениями (отдельными линиями на жилую часть дома и отдельными линиями на нежилые помещения). Параметры кабельных линии электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом.

11.3. 2 этап - Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точек присоединения (см.п.7 технических условий) до ВРУ 0,4 кВ Корпуса Б. Параметры кабельных линии электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом.

11.4. 3 этап - Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ от точек присоединения (см.п.7 технических условий) до ВРУ 0,4 кВ Корпуса В. Параметры кабельных линии электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом.

11.5. Организация узлов учета электрической энергии в ВРУ объекта. Во избежание безучетного потребления электроэнергии, вводные щиты учета 0,4 кВ должны иметь панель для опломбирования.

11.6. Контроль и поддержание качества электрической энергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 3 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

12.3. Технические условия от 18.02.2021 г. - Приложение № 1 к Договору № тп-20/02379 от 18.02.2021 г. считать недействительными.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87.

Главный инженер А.А. Михалин

Нестерова И.В. Тел. (8172) 55-07-22

3

Приложение № 1
к договору от «___»_____ 20___ г.
№ ТП-21/00868
об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99.

Заявитель: ООО «АЛЬЯНС», 160000, Вологда г, ул Клубова, д. № 35А
тел. 8-931-503-90-02, E-mail: alians-vologda@mail.ru

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительное устройство (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Производственная база, по адресу: г. Вологда, ул. Александра Клубова, д. 35А (земельный участок с кад. №35:24:0103002:599).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1000 кВт (в том числе дополнительно 600 кВт).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 400 кВт (КТП-491).

4. Категория надежности: III

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: IV квартал 2021 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - Контактные соединения кабельной линии (КЛ) 6 кВ направлением «ТП404-КТП491» в РУ-6 кВ ТП-404;

7.2. Планируемые: - Кабельные линии 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ на границе земельного участка Заявителя; - Контактные соединения кабельной линии (КЛ) 6 кВ направлением «ТП404-КТП491» в РУ-6 кВ ТП-404 (суш. КТП-491).

8. Основной источник питания: ПС Западная 110/35/10/6 кВ.

9. Резервный источник питания: не требуется.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Строительство КЛ 6 кВ от места установки соединительных муфт на КЛ 6 кВ направлением «ТП194-ТП277» до новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ с образованием направлений: «ТП194 — новая (проектируемая) КТП 6/0,4 кВ»; «новая (проектируемая) КТП 6/0,4 кВ - ТП277». Параметры КЛ 6 кВ и объём строительства определить проектом (прокол через ж/д пути).

10.2. Строительство проектируемой КТП-6/0,4 кВ. Тип КТП, место установки, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом.

10.3. Строительство кабельных линий 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ КТП 6/0,4 кВ до границы земельного участка, подтверждённой правоустанавливающими документами, в пределах которого расположен

объект электроснабжения Заявителя. Объем строительства и параметры кабельной линии 0,4 кВ определить проектом.

10.4. Организация узла учета электрической энергии в РУ-0,4 новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта.

11.2. Строительство ВРУ-0,4 кВ объекта Заявителя на дополнительную мощность. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной дополнительной мощности.

11.2. Строительство кабельных линий электропередачи 0,4 кВ (на дополнительную мощность) от точки присоединения на границе земельного участка Заявителя до ВРУ 0,4 кВ объекта заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом.

11.3. Контроль и поддержание качества электрической энергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.4. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7. ПУЭ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87.

Главный инженер А.А. Михалин

Субботин В.В.
Тел. +7 (8172) 550801, ДОБ 1031

Приложение № 1
к договору от «___»_____ 20___ г.
№ ТП-21/02100
об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99.

Заявитель: ООО «ВологдаСтройЗаказчик», 160001, Вологодская обл, Вологда г, Челюскинцев ул, дом 13
(тел. 762557, 721539).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: ВРУ 0,4 кВ (секции 1, 2).

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Жилой дом №10 по генплану в МКР «Южный» в г. Вологде. Корпуса 1,2,3., по адресу: Вологодская обл, Вологда г, Новгородская ул (Кадастровый номер земельного участка: 35:24:0403003:761.).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 724,6 кВт. (в том числе: I этап (дом №10 корпус 1) – 329,3 кВт; II этап (дом №10 корпус 2) – 188,1 кВт; III этап (дом №10 корпус 3) – 207,2 кВт);

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

I этап строительства (ВРУ 0,4 кВ (дом №10 корпус 1)) - IV квартал 2024 г.

II этап строительства (ВРУ 0,4 кВ (дом №10 корпус 2)) - I квартал 2025 г.

III этап строительства (ВРУ 0,4 кВ (дом №10 корпус 3)) - III квартал 2025 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые: - кабельные линии 0,4 кВ в ВРУ жилого комплекса (ж/д №10 корпус №№1, 2, 3) от новой (проектируемой) КТП-10/0,4 кВ.

8. Основной источник питания: ПС «Вологда-Южная» 220/110/35/10/6 кВ I секция шин.

9. Резервный источник питания: ПС «Вологда-Южная» 220/110/35/10/6 кВ II секция шин.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для строительства электросетевых сооружений 10/0,4 кВ.

10.2. Строительство КЛ 10 кВ от РУ-10 кВ новой КТП-10/0,4 кВ (№1092) с I и II секции шин до новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ и объём строительства определить проектом.

ИД оригинала документа в Synerdocs
75ef9833-d0a5-4dd3-8cba-0b0f6434b119
Отправлен 19.11.2021 18:03:21 (UTC+03:00)
Страница 3 из 8

10.3. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП-10/0,4 кВ. Тип КТП, место установки, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом.

10.4. Строительство кабельных линий 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ с I и II секции шин до ВРУ 0,4 кВ ж/д: №10/1; №10/2 и №10/3 МКР «Южный». Объем строительства и параметры кабельной линии 0,4 кВ определить проектом.

10.5. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет заявителю счетчик(и) электрической энергии для организации узлов учета электрической энергии.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности.

11.2. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилого дома №10 (корпус №1; 2 и 3) по ГП. Во избежание безучетного потребления электроэнергии, вводной щит учета должен иметь панель для опломбирования. Параметры, количество ВРУ 0,4 кВ и объем строительства определить проектом.

11.3. Контроль и поддержание качества электрической энергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.4. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7. ПУЭ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.3. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87.

Главный инженер А.А. Михалин

Субботин В.В.
Тел. +7 (8172) 550801, ДОБ 1031

ИД оригинала документа в Synerdocs
75ef5833-d0a5-4dd3-8cba-0b0fb434b119
Отправлен 19.11.2021 18:03:21 (UTC+03:00)
Страница 4 из 8

Приложение № 1
к договору от «___»_____ 20___ г.
№ ТП-21/02419
об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская областная энергетическая компания», 160014, Вологодская обл, Вологда г, Горького ул, дом 99.

Заявитель: АО «Бабаевский леспромхоз», 162483, Вологодская обл, Бабаевский р-н, Бабаево г, Мира ул, дом № 3. Тел. 89215459024.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: комплекс объектов электросетевого хозяйства, состоящий из: участка КЛ-10 кВ, ТП-39 «Леспромхоз».

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: комплекс объектов электросетевого хозяйства, состоящий из: участка КЛ-10 кВ, ТП-39 «Леспромхоз», по адресу: Вологодская обл, г Бабаево, ул Южная, д 65 (кадастровый номер земельного участка 35:02:0104010:0036).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1 400 кВт.

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 400 кВт.

4. Категория надежности: III

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: IV квартал 2022 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - контактные присоединения на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».
7.2. Планируемые: - контактные присоединения на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».

8. Основной источник питания: ПС 110/35/10 кВ «Бабаево», КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».
9. Резервный источник питания: не требуется.
10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: отсутствуют.

10.2. Обеспечение сетевой организацией возможности действиями заявителя осуществить фактическое присоединение объектов заявителя к электрическим сетям и фактический прием (подачу) напряжения и мощности для потребления энергопринимающими устройствами заявителя электрической энергии (мощности) в соответствии с Инструкцией по безопасному осуществлению фактического присоединения энергопринимающих устройств и фактического приема напряжения и мощности.

10.3. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет прибор учета электроэнергии заявителю для организации высоковольтного учета электрической энергии в ПКУ на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1».
11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

ИД оригинала документа в Synerdocs
4e4128a7-2dc2-43f9-8db6-f9b031d726ea
Отправлен 20.10.2021 12:27:43 (UTC+03:00)
Страница 3 из 8

11.1. Разработка проектной документации на внешнее электроснабжение 10/0,4 кВ. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности.

11.2. Строительство линии электропередачи 10кВ от опоры №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1» до ТП-10/0,4 кВ №39 «Леспромхоз» 2х630 кВА. Параметры линии электропередачи 10 кВ, объем строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом.

11.3. Произвести при необходимости реконструкцию существующей ТП-10/0,4 кВ №39 «Леспромхоз» 2х630 кВА. Объем реконструкции определить проектом.

11.4. Требования к организации учета электрической энергии:

11.4.1. Организовать пункт коммерческого учета на опоре №7 КВЛ-10 кВ «Горсеть-1» ПС 110/35/10 кВ «Бабаево», параметры определить проектом.

11.5. Контроль и поддержание качества электрической энергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.6. Заземление выполнить согласно требованиям гл.1.7. ПУЭ.

11.7. Электроустановка объекта должна иметь защиту от грозовых и внутренних перенапряжений в соответствии с требованиями ПУЭ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания». По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Рабочий проект представить на рассмотрение в АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» (за исключением случаев, предусмотренных Градостроительным кодексом РФ) для получения положительного заключения.

13.2. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87.

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологдаоблэнерго» с корректировкой технических условий.

Главный инженер
АО «Вологдаоблэнерго» А.А. Михалин

Крылова С.А.
Тел. +7 (8202) 20-55-21, ДОБ 2128

ИД оригинала документа в Synerdocs
4e4128a7-2dc2-43f9-8db6-f9b031d726ea
Отправлен 20.10.2021 12:27:43 (UTC+03:00)
Страница 4 из 8

Приложение № 1
к договору от 27.08.2021 г. № ТП-14-ПКЭ/2
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрической сети

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям (в редакции от 01.03.2021 г.)

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Электросетевая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99

Заявитель: Открытое акционерное общество «Совхоз «Варенье», 160019, Вологодская обл., г. Вологда, п. Черышевского, д. 113, д.

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ

2. Наименование и место нахождения объекта, в целях электроснабжения которого осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Теплица, относящаяся к непрерывным процессам, расположенное по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, п. Черышевского, земельный участок с кадастровым номером 35:24:0302003:18, д.

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя: 750 кВт (в том числе 500 кВт дополнительно).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): 250 кВт (III категория надежности ТП №2688).

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: 2021-2022

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии от распределительных базовых подстанций, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Электросетевая Компания»:

7.1. Существующие: контакты подключения шин 0,4 кВ секции РУ-0,4 кВ ТП №2688 на выводах 0,4 кВ силовых трансформаторов

7.2. Планируемые: распределительное устройство (РУ) 6 кВ ТП, секция шин III №4, кабельная линия 6 кВ направлением «ТП №14 – ТП №2688»

8. Основной источник питания: ПС «Северная» 35/6 кВ.

9. Резервный источник питания: ПС «Северная» 35/6 кВ

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые сетевой организацией:

10.1. Разработка проектной документации для строительства электросетевых сооружений.

10.2. Расширение РУ-6 кВ с дооборудованием 1 секции шин ТП №14 камерой КСО-366. Параметры оборудования и объем работ по дооборудованию определить проектом.

10.3. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет заявителю по счетчики электрической энергии для организации узлов учета.

10.4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать заявленной общей мощности.

11.2. Строительство кабельной линии 6 кВ от РУ 6 кВ ТП №11 с 1 секцией шин до новой проектируемой КТП 6/0,4 кВ. Параметры КЛ 6 кВ, объем строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом.

11.3. Строительство кабельных линий 6 кВ от места установки соединительных муфт на кабельной линии направлением «ТП№44 – ТП№268» до новой проектируемой КТП 6/0,4 кВ. Параметры КЛ 6 кВ и объем строительства электрической сети 6 кВ определить проектом.

11.4. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 6/0,4 кВ брызгозащитного типа. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом.

11.5. Строительство внутриплощадочных кабельных линий 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ с 1 и 2 секциями шин новой проектируемой КТП 6/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ тепличного хозяйства. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом.

11.6. При необходимости проектом предусмотреть перевод (переустройство) существующих потребителей с ТП №268 на новую проектируемую КТП 6/0,4 кВ. Объем работ по переустройству электрических сетей определить проектом.

11.7. Контроль и поддержание качества электроэнергии. В... относятся заявители в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих установленные требования к качеству электрической энергии.

11.8. Требования к организации узлов учета электрической энергии.

11.8.1. Организация узлов учета электрической энергии на вводах в РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 6/0,4 кВ.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий – 2 ... ... заявителем в течение ... ... соглашения №3 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 27.08.2014 г. №ТП-14-0825. По истечении срока действия технических условий и их невыполнения, а также изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не подлежат обязательному согласованию сетевой организацией продлить их действие, если нет на то основания по заявлению Заявителя.

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения от 27.08.2014 г. №ТП-14-0825 к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Технические условия в редакциях от 2... 20... г. ... 25.04.20... г. ... 28.12.20... г., Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 27.08.2014 г. №ТП-14-0825 считать недействительными.

13.2. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость выполнить отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.4. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Мохов

Приложение № 1
к договору от **17.11.2017 г. № ТП-17/1213**
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
(в редакции от 18.10.2019 г.)

(для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет свыше 150 кВт и до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация:	Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.
Заявитель:	Акционерное общество акционерная агростроительная компания «Вологдаагрострой», 160032, г. Вологда, ул. Конева, д. 35-а (тел. 74-79-00, факс 73-46-10).

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств: Комплекс жилых домов, расположенный по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Медуницинская (земельные участки с кадастровыми номерами 35:24:0402009:1268, 35:24:0402009:1267, 35:24:0402009:1266).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 765 кВт (в том числе: I этап строительства - жилой дом №2 по ГП - 360 кВт (в том числе: жилая часть – 203,6 кВт, нежилые помещения – 150 кВт, котельная – 6,4 кВт); II этап строительства - жилой дом №1 по ГП - 405 кВт (в том числе: жилая часть – 369,4 кВт, нежилые помещения – 24 кВт, котельная – 11,6 кВт);

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

- I этап строительства (жилой дом №2 по ГП) - IV квартал 2019 г.;

- II этап строительства (жилой дом №1 по ГП) - II квартал 2020 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые: - распределительное устройство (РУ) 0,4 кВ новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 10/0,4 кВ.

7.2.1. Схема выдачи (приема) мощности, способ подключения: – кабельными линиями 0,4 кВ в земле от РУ 0,4 кВ с I и II секции шин новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств (ВРУ) 0,4 кВ объекта Заявителя.

8. Основной источник питания: ПС «Вологда-Южная» 220/110/35/10/6 кВ I секция шин.

9. Резервный источник питания: ПС «Вологда-Южная» 220/110/35/10/6 кВ II секция шин.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для наружного электроснабжения 10/0,4 кВ объекта Заявителя;

10.2. Строительство кабельных линий 10 кВ от места установки соединительных муфт на двухцепной кабельной линии 10 кВ направлением «ТП №474 – ТП №788» до новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ, трассу и объём строительства электрических сетей определить проектом.

10.3. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 10/0,4 кВ проходного типа. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

10.4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

10.5. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.5.1. АО «Вологдаоблэнерго» предоставляет заявителю счетчики электрической энергии для организации узлов учета.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем.

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объекта. Схема энергопринимающих устройств объекта Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. I этап строительства:

11.2.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилого дома №2 по ГП. Количество ВРУ 0,4 кВ, параметры и объем строительства определить проектом;

11.2.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ (отдельно кабельными линиями на жилую часть, отдельными кабельными линиями на нежилые помещения и отдельными кабельными линиями на котельную) от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) с I и II секции шин КТП 10/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ жилого дома №2. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.3. II этап строительства:

11.3.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ жилого дома №1 по ГП. Количество ВРУ 0,4 кВ, параметры и объем строительства определить проектом;

11.3.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ (отдельно кабельными линиями на жилую часть, отдельными кабельными линиями на нежилые помещения и отдельными кабельными линиями на котельную) от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) с I и II секции шин КТП 10/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ жилого дома №1. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.4. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии.

11.5. Требования к организации узлов учета электрической энергии в рамках I - II этапа строительства:

11.5.1. Организация узлов учета электрической энергии в вводных щитах учета 0,4 кВ жилого дома №1 и №2 по ГП;

11.5.2. Во избежание безучетного потребления электроэнергии вводные щиты учета 0,4 кВ должны иметь панель для опломбирования.

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 2 года с даты заключения дополнительного соглашения №3 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 17.11.2017 г. № ТП-17/1213. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения от 17.11.2017 г. № ТП-17/1213 к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Технические условия в редакции от 17.11.2017 г. – Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 17.11.2017 г. № ТП-17/1213 считать недействительными.

13.2. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.4. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А. Михалин

Шевелёв П.А.
(8172) 55-07-57

Приложение № 1
к договору от **12.07.2018 г. №ТП-18/0696**
об осуществлении технологического
присоединения энергопринимающих
устройств к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям (в редакции от 10.09.2018 г.)
(для индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 670 кВт до 8900 кВт включительно)

Сетевая организация: Акционерное общество «Вологодская Областная Энергетическая Компания», 160014, г. Вологда, ул. Горького, д. 99.

Заявитель: ИП Роздухов Максим Евгеньевич, 160009, Вологодская обл., г. Вологда, ул. Зосимовская, д.91, кв. 72.

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: вводно-распределительные устройства 0,4 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется энергоснабжение энергопринимающих устройств заявителя: Супермаркет и многоквартирные жилые дома по адресу: Вологодская обл., г. Вологда, ул. Чернышевского (земельные участки с кадастровыми номерами: 35:24:0303003:1891 (супермаркет), 35:24:0303003:1990 (многоквартирные жилые дома)).

3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств Заявителя: 1000 кВт (в том числе: I этап строительства (1 очередь – супермаркет) – 160 кВт; I этап строительства (2 очередь – супермаркет) – 190 кВт; II этап строительства (1 очередь – жилой дом №1) – 161 кВт; II этап строительства (2 очередь – жилой дом №2) – 163 кВт; II этап строительства (3 очередь – жилой дом №3) – 163 кВт; II этап строительства (4 очередь – жилой дом №4) – 163 кВт).

3.1. Ранее присоединенная мощность (при наличии): отсутствует.

4. Категория надежности: II (вторая).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя:

I этап строительства (1 очередь – супермаркет) – III квартал 2018 г.

I этап строительства (2 очередь – супермаркет) – IV квартал 2018 г.

II этап строительства (1 очередь – жилой дом №1) – IV квартал 2020 г.

II этап строительства (2 очередь – жилой дом №2) – IV квартал 2021 г.

II этап строительства (3 очередь – жилой дом №3) – III квартал 2022 г.

II этап строительства (4 очередь – жилой дом №4) – II квартал 2023 г.

7. Точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) к электрической сети АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания»:

7.1. Существующие: - отсутствуют.

7.2. Планируемые:

- распределительное устройство (РУ) 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ТП) №397, ф.18 (I этап строительства (1 очередь – супермаркет));
- РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 10/0,4 кВ (оставшиеся этапы строительства).

8. Основной источник питания: ПС «Восточная» 110/35/10 кВ.

9. Резервный источник питания: ПС «Восточная» 110/35/10 кВ.

10. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Сетевой организацией:

10.1. Разработка проектно-сметной документации для строительства электросетевых сооружений 10 кВ;

10.2. Требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: дооборудование РУ 10 кВ в РП №39 с установкой камер КСО в количестве 2 шт. на I и II секциях шин. Тип камер, объём работ по дооборудованию определить проектом.

10.3. Строительство кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ РП №39 до новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ. Параметры КЛ 10 кВ, объём строительства и способ прокладки электрических сетей определить проектом.

10.4. Строительство новой (проектируемой) двухтрансформаторной КТП 10/0,4 кВ вблизи границы земельного участка Заявителя. Рекомендуемый тип силовых трансформаторов ТМГ. Место установки КТП, мощность силовых трансформаторов и объем строительства определить проектом;

10.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети.

10.6. Требования к организации узла учета электрической энергии:

10.6.1. Организация узла учёта электрической энергии для I этапа строительства (1 очередь – супермаркет) в РУ 0,4 кВ ТП №397.

10.6.2. Организация узла учёта электрической энергии для остальных этапов строительства в РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ.

11. Мероприятия по технологическому присоединению, осуществляемые Заявителем:

11.1. Разработка проектной документации на наружное электроснабжение 0,4 кВ объектов. Схема энергопринимающих устройств 0,4 кВ объектов Заявителя должна обеспечивать требуемую категорию надежности электроснабжения и соответствовать максимальной запрашиваемой мощности;

11.2. I этап строительства (1 очередь – супермаркет):

11.2.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.2.2. Строительство линии электропередачи 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ ТП №397 (ф.18) до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры линии электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.2.3. В качестве независимого источника электроснабжения предусмотреть установку ДЭС. Мощность ДЭС определить проектом. Строительство линии электропередачи 0,4 кВ от ДЭС до ВРУ объекта. Параметры линии электропередачи 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.2.4. Требования предъявляемые к дизель-электрическим станциям:

11.2.4.1. Дизель-электрическую станцию с формой характеристики выходного напряжения принять строго синусоидальную;

11.2.4.2. Исключить возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации путём применения блокировок;

11.2.4.3. Помещение для установки дизель-электрической станции должно соответствовать требованиям к пожарной безопасности, электробезопасности и защите окружающей среды;

11.2.4.4. Конструкция, исполнение, режим работы нейтрали и класс изоляции ДЭС должны соответствовать параметрам питающей сети и электроприёмников.

11.3. I этап строительства (2 очередь – супермаркет):

11.3.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.3.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.3.3. При осуществлении технологического присоединения линию электропередачи 0,4 кВ от ТП №397 демонтировать и считать недействительной.

11.4. II этап строительства (1 очередь – жилой дом №1):

11.4.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.4.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.5. II этап строительства (2 очередь – жилой дом №2):

11.5.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.5.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.6. II этап строительства (3 очередь – жилой дом №3):

11.6.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.6.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.7. II этап строительства (4 очередь – жилой дом №4):

11.7.1. Строительство вводно-распределительных устройств 0,4 кВ объекта Заявителя. Параметры, количество ВРУ и объем строительства определить проектом.

11.7.2. Строительство кабельных линий 0,4 кВ в земле от РУ 0,4 кВ новой (проектируемой) КТП 10/0,4 кВ до вводно-распределительных устройств объекта Заявителя. Параметры кабельных линий 0,4 кВ и объем строительства определить проектом;

11.8. Контроль и поддержание качества электроэнергии. Не допускается наличие в электрических сетях Заявителя нагрузок, нарушающих действующие требования к качеству электрической энергии;

12. Срок действия технических условий.

12.1. Срок действия данных технических условий - 5 лет с даты заключения дополнительного соглашения №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям № ТП-18/0696 от 12.07.2018 г. По истечении срока действия технических условий и их невыполнении, или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия. При этом требования сетевой организации могут быть иными. Технические условия не накладывают обязательства на сетевую организацию продлить их действие, если нет на то оснований (бездействие Заявителя).

12.2. Технические условия являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» и не дают право присоединения к электрическим сетям при его отсутствии.

13. Дополнительные сведения.

13.1. Технические условия в редакции от 12.07.2018 г. – Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям от 12.07.2018 г. №ТП-18/0696 считать недействительными.

13.2. Заявитель обязан согласовать проектную документацию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания».

13.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Вологодская Областная Энергетическая Компания» с корректировкой технических условий.

13.4. Проектная документация должна содержать разделы в соответствии с положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87.

Главный инженер А.А.Михалин

Пельшмяков Д.В.
(8172) 55-07-57

Приложение 4.
Информация об объеме переводимой нагрузки для учета при анализе загрузки ЦП

Исходные данные по максимальной загрузке ЦП в дни контрольных замеров за прошедшие 5 лет, а также максимально возможная величина перевода нагрузки на другие ЦП по сети среднего и низкого напряжения предоставлены Вологодским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад» письмом № МР2/2/1512/584 от 04.02.2022 года «О предоставлении необходимых данных для разработки СИПР ВО на 2023-2027 г.г.».

РОССЕТИ
СЕВЕРО-ЗАПАД

Вологодский филиал
публичного акционерного общества
«Россети Северо-Запад»

Урицкого ул., 68
г. Вологда, 160000
www.rosseti-sz.ru

тел. +7 (8172) 72-85-18
факс +7 (8172) 72-85-40
e-mail: vologda@rosseti-sz.ru

04.02.2022 № МР2/2/1512/584

на 124-01/22 от 28.01.2022

О предоставлении необходимых данных для разработки СИПР ВО на 2023-2027гг

Генеральному директору
ООО
«ПРОЕКТБАЛТЭНЕРГО»
В.А. Глаголеву

127490, г. Москва,
ул. Берёзовая аллея,
д.5А, стр. 1-3
эл.адрес: info@pbenergo.ru

Уважаемый Валерий Александрович!

В соответствии с Вашим письмом № 142-01/22 от 28.01.2022 «СиПР ВО 2023-27 - запрос ИД» направляю запрошенные исходные данные согласно Приложения.

Копия материалов направлена на электронный адрес zuev@pbenergo.ru

При наличии дополнительных вопросов можно обратиться к Беляеву Александру Олеговичу, т. 768617 или по эл.почте ABelyaev@ve.vologdaenergo.ru

Приложение: Исходная информация для СИПР ВО.zip

Заместитель директора по развитию и реализации услуг филиала О.А.Шаренко

А.О. Беляев
(8172) 768617

Информация о наличии объема свободной для технологического присоединения потребителей трансформаторной мощности с указанием текущего объема свободной мощности по центрам питания напряжением 35 кВ и выше Вологодского филиала ПАО "Россети Северо-Запад" на 25.12.2021

№ п/п	Наименование питающего центра	Субъект РФ, район, расположение территории центра питания, или его части (для случаев, когда центр питания расположен на территории нескольких районов)	Производственное отделение	Напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию/Срок последней реконструкции с изменением трансформаторной мощности	Количество установленных трансформаторов, шт. - МВА	Максимально допустимая нагрузка питающего центра, кВА*	Максимальная нагрузка по контрольным замерам (замеры/оценки) за 1 год		Величина нагрузки ПС, которая позволяет осуществлять технологическое присоединение в пределах максимальной мощности среднего и низкого напряжения (6-10-20-35 кВ), кВА
								Дата замера (замер, оц.)	кВА	
1	2	3	4	5	6	7.0	8	9	10	23
1	ПС "Центральная"	Вологодский район Вологодской области (г Вологда)	ВЭС	110/10/6	1963/2010	40+40	52000	15.12.2021	16 067	6000
2	ПС "Восточная"	Вологодский район Вологодской области (г Вологда)	ВЭС	110/35/10	1977/2013	40+40	52000	15.12.2021	25 601	9100
3	ПС "Луговая"	Вологодский район Вологодской области (г Вологда)	ВЭС	110/35/10	1980	25+25	32500	15.12.2021	21 717	4700
5	ПС " Ява"	Вологодский район Вологодской области (г Вологда)		110/10		16+16	20800	15.12.2021	5 137	0
12	ПС "Западная"	Вологодский район Вологодской области (г Вологда)	ВЭС	110/35/10	1963/2002	63+63	81900	15.12.2021	34 425	20150
13	ПС "Ермаково"	Вологодский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1975	25+25	32500	15.12.2021	14 436	6200
14	ПС "Кубенское"	Вологодский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1986	10+10	13000	15.12.2021	12 937	4500
15	ПС "Кипелово"	Вологодский район Вологодской области	ВЭС	110/10	1980/2005	16+16	20800	15.12.2021	3 317	400
16	ПС "Ананьино"	Вологодский район Вологодской области (г Вологда)	ВЭС	110/35/6	1984	10,0	10500	15.12.2021	5 350	2100
17	ПС "Новленское"	Вологодский район Вологодской области	ВЭС	110/10	1976	10+10	13000	15.12.2021	1 907	2485
18	ПС "Нефедово"	Вологодский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1985	6,3	6615	15.12.2021	1 256	1204
24	ПС "Грязовец"	Грязовецкий район Вологодской области (г. Грязовец)	ВЭС	110/35/10	1974	25+25	32500	15.12.2021	16 041	5800
25	ПС "Вохтога"	Грязовецкий район Вологодской области	ВЭС	110/10	1970	10+10	13000	15.12.2021	11 015	0
26	ПС "Плоское"	Грязовецкий район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1963/2002	2,5+2,5	3250	15.12.2021	655	973
27	ПС "Жерноково"	Грязовецкий район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1981	6,3	6615	15.12.2021	845	1166
32	ПС "ГДЗ"	Сокольский район Вологодской области (г. Сокол)	ВЭС	110/6-10	1987	10+10	13000	15.12.2021	3 399	150
33	ПС "Бирюково"	Сокольский район Вологодской области	ВЭС	110/10	2003	2,5+2,5	3250	15.12.2021	701	734

34	ПС "Кадников"	Сокольский район Вологодской области	ВЭС	110/10	2006/2007	10+10	13000	15.12.2021	5 262	1000
35	ПС "Воробьево"	Сокольский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1975	6,3	6615	15.12.2021	447	567
36	ПС "Чекшино"	Сокольский район Вологодской области	ВЭС	110/10	1983	2,5	2625	15.12.2021	551	749
38	ПС "Вожега"	Вожегодский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1991	10+10	13000	15.12.2021	4 818	400
47	ПС "Харовск-районная"	Харовский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1965/2001	25+25	32500	15.12.2021	9 469	1100
48	ПС "Семигородняя"	Харовский район Вологодской области	ВЭС	110/10	2005	2,5	2625	15.12.2021	353	0
49	ПС "Никольский Погост"	Харовский район Вологодской области	ВЭС	110/10	1994	2,5+2,5	3250	15.12.2021	209	272
50	ПС "Пундуга"	Харовский район Вологодской области	ВЭС	110/10	1976	2,5	2625	15.12.2021	378	385
55	ПС "Самма"	Сямженский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1978	10+10	13000	15.12.2021	5 171	150
59	ПС "Шуйское"	Междуреченский район Вологодской области	ВЭС	110/35/10	1973/2012	2,5+6,3	6615	15.12.2021	1 708	500
62	ПС "Искра"	г. Череповец Вологодской области	ЧЭС	110/10/10	2011	40+40	52000	15.12.2021	28 083	15000
63	ПС "Нелазское"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1982	2,5+2,5	3250	15.12.2021	1 983	1284
64	ПС "Загородная"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1976	10+10	13000	15.12.2021	2 878	2000
66	ПС "Южная"	Шекснинский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	2017	40+40	52000	15.12.2021	6 938	750
67	ПС "Звягорье "	г. Череповец Вологодской области	ЧЭС	110/10/10	2007	40+40	52000	15.12.2021	18 504	15000
68	ПС "Енюково"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/10/6	1966	6,3+6,3	8190	15.12.2021	2 072	2000
69	ПС "Новые Углы"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1977	25+25	32500	15.12.2021	3 670	5900
70	ПС "Климовская"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1979/1991	16+10	13000	15.12.2021	2 486	2800
74	ПС "Петрилево"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1979	10+10	13000	15.12.2021	1 578	700
75	ПС "Коротово"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1969/2002	10+6,3	8190	15.12.2021	2 754	500
76	ПС "Суда"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1969/2001	10+10	13000	15.12.2021	5 897	1000
80	ПС "Батран"	Череповецкий район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1992	10+10	13000	15.12.2021	6 529	5500
85	ПС "Устюжна"	Устюженский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1969	10+10	13000	15.12.2021	9 591	2500
86	ПС "Желябово"	Устюженский район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1970	2,5+6,3	3250	15.12.2021	1 634	1972
90	ПС "Чагода"	Чагодощенский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1974/2004	16+16	20800	15.12.2021	9 576	1500
91	ПС "Аминьево"	Чагодощенский район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1990	2,5+6,3	3250	15.12.2021	2 205	2283

92	ПС "Покровское"	Вологодский район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1982	2,5	2625	15.12.2021	230	234
93	ПС "Избоищи"	Чагодощенский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1970	10+1,6	10500	15.12.2021	624	400
95	ПС "Стеклозавод"	Чагодощенский район Вологодской области	ЧЭС	110/10	2008	10+10	13000	15.12.2021	4 754	724
97	ПС "Шексна"	Шекснинский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/6	1984	2х40	52000	15.12.2021	27 966	8000
98	ПС "Нифантово"	Шекснинский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1976	10+10	13000	15.12.2021	7 983	2000
106	ПС "Кадуй"	Кадуйский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1966/1992	6,3+6,3	8190	15.12.2021	4 000	1400
107	ПС "Поселкова"	Кадуйский район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1970	10+10	13000	15.12.2021	2 327	500
113	ПС "Бабаево"	Бабаевский район Вологодской области	ЧЭС	110/35/10	1970/2000	16+16	20800	15.12.2021	13 375	0
115	ПС "Заполье"	Бабаевский район Вологодской области	ЧЭС	110/10	1980	2,5	2625	15.12.2021	609	558
121	ПС "В.С.Погост"	Тарногский район Вологодской области	ТЭС	110/10	1981	2,5	2625	15.12.2021	569	700
122	ПС "Власьевская"	Тарногский район Вологодской области	ТЭС	110/10	1969	6,3+2,5	3250	15.12.2021	981	1074
123	ПС "Тарнога"	Тарногский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1977/2015	10+10	13000	15.12.2021	6 769	900
126	ПС "Тотьма-2"	Тотемский район Вологодской области	ТЭС	110/10	1970/1995	10+10	13000	15.12.2021	4 035	2000
127	ПС "Тотьма-1"	Тотемский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1968/1995	10+10	13000	15.12.2021	4 665	2500
128	ПС "Погорелово"	Тотемский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1979/2007	16+16	20800	15.12.2021	10 035	0
129	ПС "Царева"	Тотемский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1985	6,3	6615	15.12.2021	554	590
136	ПС "Бабушкино"	Бабушкинский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1972	6,3+6,3	8190	15.12.2021	5 688	0
137	ПС "Рослятино"	Бабушкинский район Вологодской области	ТЭС	110/10	1975/2013	2,5+2,5	3250	15.12.2021	1 899	1200
138	ПС "Ляменьга"	Бабушкинский район Вологодской области	ТЭС	110/10	1983	2,5	2625	15.12.2021	888	879
141	ПС "Верховажье"	Верховажский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1993	10+10	13000	15.12.2021	5 384	0
142	ПС "Чушевицы"	Верховажский район Вологодской области	ТЭС	110/35/10	1990	10+10	13000	15.12.2021	5 137	800
147	ПС "Борки"	В-Устюгский район Вологодской области	ВУЭС	110/35/6	1983	10+10	13000	15.12.2021	5 875	3700
148	ПС "Великий Устюг"	Великоустюгский район Вологодской области	ВУЭС	110/35/6	1965	16+16	20800	15.12.2021	11 239	6000
149	ПС "Дымково"	В-Устюгский район Вологодской области	ВУЭС	110/35/10	2001	16+10	13000	15.12.2021	9 184	5000
150	ПС "Усть-Алексеево"	Великоустюгский район Вологодской области	ВУЭС	110/35/10	2004	6,3+6,3	8190	15.12.2021	1 388	620
151	ПС "Полдарса"	В-Устюгский район Вологодской области	ВУЭС	110/10	1995	2,5+2,5	3250	15.12.2021	485	741

152	ПС "Приводино"	Котласский район Архангельской области	ВУЭС	110/35/10	2006/2007	16+16	20800	15.12.2021	13 280	0
153	ПС "Сусоловка"	Великоустюгский район Вологодской области	ВУЭС	110/10	1970/2012	2,5	2625	15.12.2021	200	0
163	ПС "Кичменгский Городок"	К-Городецкий район Вологодской области	ВУЭС	110/35/10	1967	10+10	13000	15.12.2021	10 646	0
168	ПС "НПС"	Нюксенский район Вологодской области	ВУЭС	110/35/10	1982/2013	16+16	20800	15.12.2021	14 596	4300
169	ПС "Вострое"	Нюксенский район Вологодской области	ВУЭС	110/10	1988	2,5+2,5	3250	15.12.2021	395	494
173	ПС "Никольск"	Никольский район Вологодской области	ВУЭС	110/35/10	1968/2012	10+10	13000	15.12.2021	8 353	0
174	ПС "Калинино"	Никольский район Вологодской области	ВУЭС	110/10	1967	2,5+6,3	3250	15.12.2021	822	878
175	ПС "Зеленцово"	Никольский район Вологодской области	ВУЭС	110/10	1970	2,5+2,5	3250	15.12.2021	595	545
182	ПС "Кириллов"	Кирилловский район Вологодской области	КЭС	110/35/10	1986	10+10	13000	15.12.2021	7 655	1200
183	ПС "Никольский Торжок"	Кирилловский район Вологодской области	КЭС	110/10	1995	6,3+6,3	8190	15.12.2021	1 104	1338
184	ПС "Ферапонтово"	Кирилловский район Вологодской области	КЭС	110/10	1997	2,5+6,3	3250	15.12.2021	880	848
185	ПС "Коварзино"	Кирилловский район Вологодской области	КЭС	110/35/10	1992	6,3	6615	15.12.2021	309	410
190	ПС "Белозерск"	Белозерский район Вологодской области	КЭС	110/35/10	1970/2007	10+10	13000	15.12.2021	6 373	750
191	ПС "Бечевинка"	Белозерский район Вологодской области	КЭС	110/10	1992	2,5	2625	15.12.2021	335	321
192	ПС "Антушево"	Белозерский район Вологодской области	КЭС	110/35/10	1984/2011	6,3+6,3	8190	15.12.2021	4 923	2145
199	ПС "Вашки"	Вашкинский район Вологодской области	КЭС	110/35/10	1988	10+10	13000	15.12.2021	3 444	1000
204	ПС "Белоусово"	Вытегорский район Вологодской области	КЭС	110/35/6	1952/2012	16+16	20800	15.12.2021	4 421	800
205	ПС "Андома"	Вытегорский район Вологодской области	КЭС	110/10	1973/1996	2,5+2,5	3250	15.12.2021	901	1096
206	ПС "Восточная"	Вытегорский район Вологодской области	КЭС	110/35/10	2002	16+16	20800	15.12.2021	8 527	200
207	ПС "Мегра"	Вытегорский район Вологодской области	КЭС	110/10	1980	2,5	2625	15.12.2021	517	422
208	ПС "Устье"	Вытегорский район Вологодской области	КЭС	110/10	2012	2,5	16800	15.12.2021	1 176	1208

Приложение 5.
Информация о времени перевода нагрузки с ПС 110 кВ Кубенское на другие ЦП

Информация о техническом состоянии отдельного трансформаторного оборудования, подтверждающим возможность допустимой перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Устюжна, ПС 110 кВ Дымково, в связи с проведенными ранее ремонтными работами и работами по обслуживанию трансформаторного оборудования, изложена в письме Вологодского Филиала ПАО «Россети Северо-Запад» № М92/2/12/2817 от 18.05.2021 «Информация для разработки КПР».

РОССЕТИ
СЕВЕРО-ЗАПАД

Вологодский филиал публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада»

Гречишенская набережная, д. 68
г. Вологда, 160000
www.vologdaenergo.mrsksevzap.ru

тел.: +7 (8172) 72-85-10
факс: +7 (8172) 72-85-60
e-mail: office@vologdaenergo.ru

18.05.2021 № МРСК/2112/2817

На _____ от _____

Информация для разработки КПР

Генеральному директору
ООО «ПроектБалтЭнерго»

В.А. Глаголеву

Уважаемый Валерий Александрович!

При разработке КПР Вологодской области на 2022-2026 годы прошу Вас учесть ранее проведенные ремонтные работы и работы по обслуживанию трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Бабаево, Устюжна, Дымково, а также высокие значения индекса технического состояния трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Бабаево, Устюжна, Дымково в соответствии с таблицей:

Таблица 1

Наименование ПС	Значение ИТС	Даты проведения обслуживания в 2020 году
Бабаево	Т-2 – 90	июнь 2020
Устюжна	Т-1 – 90,75, Т-2 – 89	июль 2020
Дымково	Т-1 – 89, Т-2 – 89	апрель 2020

С учетом вышеприведенных данных:

1. На ПС 110 кВ Бабаево допускается перегрузка трансформаторов до 120% от номинальной мощности 16 МВА без ограничения длительности, таким образом, до 2025 года отсутствует необходимость реконструкции Т-2 ПС 110 кВ Бабаево (расчётная нагрузка в режиме «n-1» 18,5МВА - 115,5%). Вопрос необходимости реконструкции ПС 110 кВ Бабаево целесообразно рассмотреть при актуализации КПР в 2022 году.

2. На ПС 110 кВ Устюжна допускается перегрузка трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 10 МВА допускается на величину до 135% в течение 1,5 ч, что позволяет путем оперативных переключений и перевода нагрузки на соседние ПП снизить загрузку Т-2 (Т-1) в послеаварийных режимах при отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Устюжна до нормативных значений (объем переводимой нагрузки до 2,5 МВА). Таким образом, реконструкция трансформаторов на ПС 110 кВ Устюжна на период до 2025 г. не требуется. Вопрос необходимости реконструкции

ПС 110 кВ Устюжна целесообразно рассмотреть при актуализации КПР в 2022 году.

3. На ПС 110 кВ Дымково перегрузка трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА допускается на величину до 135% в течение 1,5 ч, что позволяет путем оперативных переключений и перевода нагрузки на соседние ЦП снизить загрузку Т-2 в послеаварийных режимах при отключении Т-1 16 МВА ПС 110 кВ Дымково до нормативных значений (объем переводимой нагрузки до 5 МВА). Таким образом, реконструкция трансформаторов на ПС 110 кВ Дымково на период до 2025 г. не требуется. Вопрос необходимости реконструкции ПС 110 кВ Дымково целесообразно рассмотреть при актуализации КПР в 2022 году.

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала И.В. Кайсин

Клепова О.В.
(8172) 76-87-47