



ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

От 25.06.2015

г. Вологда

№ 386

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2016-2020 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 прилагаемую Схему и программу развития электроэнергетики Вологодской области на 2016 - 2020 годы (далее - Программа).
2. Рекомендовать распределительным сетевым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Вологодской области, разрабатывать инвестиционные программы на основе Программы.
3. Настоящее постановление вступает в силу со дня его подписания и подлежит официальному опубликованию.

Губернатор области

О.А. Кувшинников

Утверждена постановлением
Губернатора области
от 25.06.2015 № 386

Схема и программа развития электроэнергетики Вологодской области на 2016-2020 годы

1. Общие положения

1.1. Основания для разработки Схемы:

- 1) Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- 2) Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;
- 3) постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- 4) 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»;
- 5) необходимость обеспечения сетевых компаний актуальной информацией для формирования инвестиционных программ.

Цели разработки Схемы:

формирование плана мероприятий по развитию энергетики Вологодской области, включая приоритеты технической, экологической и инновационной политики, разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;

разработка экономических, технических, организационных и правовых условий, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование системы обеспечения электроэнергией хозяйственного комплекса Вологодской области;

разработка прогноза развития электроэнергетики, основанного на системе инвестиционных приоритетов развития, обеспечивающей устойчивость электроснабжения;

скоординированное развитие объектов генерации и электросетевых объектов в Вологодской энергосистеме (далее – ЭС) на пятилетний период по годам (с учетом ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации электросетевых объектов и генерирующих мощностей);

скоординированное развитие распределительных и магистральных электрических сетей в ЭС на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе (с учетом ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры);

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.

1.2. Основными задачами разработки Схемы являются:

планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию;

формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории области.

2. Общая характеристика Вологодской области

Вологодская область расположена на севере Европейской части России в 500 км от Москвы. По площади является одной из крупных областей Российской Федерации и составляет почти 1% ее территории (145,7 тыс. кв. км); наибольшая протяженность с севера на юг - 385 км, с запада на восток - 650 км.

Вологодская область граничит на севере с Архангельской областью, на востоке – с Кировской областью, на юге – с Костромской и Ярославской областями, на юго-западе – с Тверской и Новгородской областями, на западе – с Ленинградской областью, на северо-западе с Республикой Карелия.

На 1 января 2015 года численность постоянного населения области составила 1191,010 тыс. человек.

В состав Вологодской области входят города областного значения Великий Устюг, Вологда, Сокол и Череповец, а также 26 районов - Бабаевский, Бабушкинский, Белозерский, Вашкинский, Великоустюгский, Верховажский, Вожегодский, Вологодский, Вытегорский, Грязовецкий, Кадуйский, Кирилловский, Кичменгско-Городецкий, Междуреченский, Никольский, Нюксенский, Сокольский, Сямженский, Тарногский, Тотемский, Усть-Кубинский, Устюженский, Харовский, Чагодощенский, Череповецкий, Шекснинский.

Административным центром Вологодской области является город Вологда.

Города Вологодской области

№ п/п	ГОРОД	Год образования	Население на 01.01.2015, тыс. чел.	№ п/п	ГОРОД	Год образования	Население на 01.01.2015, тыс. чел.
1.	Вологда	1147	316,614	8.	Грязовец	1780	15,0
2.	Череповец	1777	316,758	9.	Кадников	1780	4,8
3.	Сокол	1932	37,7	10.	Кириллов	1776	7,5
4.	Великий Устюг	1147	31,9	11.	Красавино	1947	6,4
				12.	Никольск	1780	8,0
5.	Бабаево	1925	11,6	13.	Тотьма	1138	9,8
6.	Белозерск	862	9,38	14.	Устюжна	1340	8,9
7.	Вытегра	1773	10,3	15.	Харовск	1954	9,5

Занимая чуть менее 1 % территории России, Вологодская область имеет серьезные позиции в экономике страны.

В области производится:

каждая седьмая тонна российского проката и стали;

каждая девятая тонна минеральных удобрений;

каждый одиннадцатый кубометр клееной фанеры.

Объем отгруженной промышленной продукции в области в расчете на душу населения более чем в 1,3 раза выше среднероссийского показателя. Среди субъектов Российской Федерации по этому показателю Вологодская область занимает 20 место.

Специализируется Вологодская область и на выпуске продукции пищевой промышленности – молочной продукции, масла животного, мяса и мясопродуктов, кондитерских изделий.

Особенности климата, истории и географическое положение (северная ветка Транссиба, газопроводы, речные сообщения) предопределили основные характеристики экономики области, развития ее социальной системы и системы расселения: наличие базового сектора экономики - металлургии, химии (производство удобрений), лесопромышленного комплекса. Высокая степень индустриального развития региона определяет лидирующие позиции в общероссийском производстве промышленной продукции.

На долю промышленности области приходится более трети объема ВРП, в то время как доля промышленности в российском ВВП - 30%. Доли металлургии, химической промышленности и лесопромышленного комплекса в общем объеме экспорта из Вологодской области составляют 51,3 %, 34,9 % и 10,2 % соответственно.

Вологда – один из крупнейших на Северо-Западе транспортных узлов, имеющий выходы на север (Мурманск, Архангельск, Карелия), на запад (Санкт-Петербург), на восток (Киров, Екатеринбург), а также на южные направления (Ярославль, Москва). По территории области проходят железные дороги, связывающие Москву с Архангельском и Санкт-Петербургом с Уралом (с выходом на Транссибирскую магистраль). Федеральные автомагистрали

проходят по территории области в северном (М8 «Холмогоры»): Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск) и восточном направлениях («А114»: а/д М18 – Новая Ладога – Вологда). Кроме того, в области развита сеть водного транспорта. По ее территории проходят два крупных речных канала Северо-Запада Российской Федерации: Волго-Балтийский водный путь и Северо-Двинская шлюзованная система. Особое значение для области имеет Волго-Балтийский водный путь, который связывает Санкт-Петербург с Москвой и городами Волги, Камы, Дона, обеспечивая выход к Беломоро-Балтийскому каналу, в Белое, Каспийское, Черное и Средиземное моря.

Важнейшее значение для экономики области имеет трубопроводный транспорт. По территории Вологодской области проходит магистральный нефтепровод из Возейского месторождения (Тимано-Печорская группа месторождений) – Ухта – Котлас – Тотьма – Грязовец – Москва, а также системы газопроводов (часть газопровода «Сияние Севера» из Тимано-Печорского территориально-производственного комплекса и часть газопроводов из Западной Сибири), в том числе Ухта – Торжок, Пунга – Вуктыл – Ухта – Грязовец и Нижний Новгород – Череповец.

Развитие газификации области осуществляется на основании Генеральной схемы газификации и газоснабжения Вологодской области.

Вологодская область является своеобразным коридором мощного газового потока в другие регионы России и зарубежные страны. Ежегодно по системе газопроводов Ухта - Торжок и Пунга - Вуктыл - Ухта - Грязовец перекачивается более 150 млрд. кубометров природного газа, при этом на территории области потребляется около 5 % объема транспортируемого газа.

Источником газа служат месторождения северных районов Тюменской области и Вуктыльского месторождения Республики Коми.

В рамках реализации ОАО «Газпром» инвестиционных проектов на территории области построены следующие объекты газотранспортной системы: «Северные районы Тюменской области – Торжок» (5 нитка)», включая КС «Нюксеницкая»; «Починки – Грязовец»; «Северо-Европейский газопровод. Участок Грязовец-Выборг, 1 и 2 нитки», включая КС «Грязовецкая», КС

«Бабаевская», КС «Шекснинская»; «Система магистральных газопроводов Ухта - Торжок, 1 очередь», включая КС «Новонюксенская», КС «Новоюбилейная».

Газотранспортная система области представляет собой 4569,9 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов в одноконтурном исполнении, 5 компрессорных станций, 37 газопроводов-отводов общей протяженностью 643,4 км, 37 газораспределительных станций.

Уровень газификации природным и сжиженным газом по состоянию на 1 января 2015 года составляет 87,41%, в том числе: в городах и поселках городского типа – 96,32%, в сельской местности – 70,94%.

В результате большой протяженности территории области с запада на восток (650 км) экономическое положение отдельных частей области сильно различается. Наиболее благоприятное экономическое и транспортное положение характерно для южной и западной частей области, расположенных в непосредственной близости к развитым регионам Центрального и Северо-Западного Федерального округа. Здесь сосредоточена большая часть экономического потенциала, транспортных потоков, большая часть населения области. Обширная северо-восточная часть области характеризуется удаленностью от крупных промышленных центров, менее развитой транспортной сетью и, как результат, меньшей освоенностью территории.

3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Вологодской области

3.1. Характеристика энергосистемы

По данным Филиала ОАО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ, третья часть потребности области в электроэнергии обеспечивается электростанциями ОАО «ОГК-2» (Череповецкая ГРЭС), ОАО «ТГК-2» (Вологодская ТЭЦ) и ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго» (Красавинская ГТ ТЭЦ), более 36% электроэнергии вырабатывается блок-станциями промышленных предприятий и гидроэлектростанциями ФГУ «Волго-Балтийское государственное бассейновое управление водных путей и судоходства». Остальная электроэнергия поступает с оптового рынка электроэнергии из-за пределов

области. Поставка электроэнергии осуществляется по ВЛ 750 кВ от Калининской АЭС и двум ВЛ 500 кВ от Конаковской ГРЭС и Костромской АЭС.

В 2014 году в поставке электроэнергии с оптового рынка на территорию области участвовали:

№ п/п	Наименование организации	Покупка с ОРЭМ, млн. кВтч	% соотношения
1	ОАО «Вологодская сбытовая компания»	4217,93	52,3%
2	ОАО «Межрегионэнергосбыт»	223,43	2,8%
3	ОАО «Мосэнергосбыт»	0,63	0,0%
4	ОАО «Оборонэнергосбыт»	6,54	0,1%
5	ООО «Дизаж М»	46,02	0,6%
6	ООО «Инженерные изыскания»	2219,64	27,6%
7	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	1055,57	13,1%
8	ООО «Русэнергоресурс»	116,77	1,5%
9	ООО «Союзэнерготрейд»	163,26	2,0%
	Итого:	8049,79	100,0%

Эксплуатацией электрических сетей 220-750 кВ в области занимается Вологодское предприятие магистральных электрических сетей, филиал ОАО «ФСК ЕЭС». Протяженность сетей напряжением 750 кВ составляет 180,7 км, напряжением 500 кВ – 702,6 км, 220 кВ - 1013,6 км.

Транспортировка электроэнергии по территории области осуществляется по сетям, в подавляющем большинстве принадлежащим филиалу ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго». Эксплуатацию электросетевого хозяйства осуществляют 5 производственных отделений филиала: Вологодские, Череповецкие, Великоустюгские, Тотемские, Кирилловские электрические сети.

На территории области находится 217 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ и 9281 трансформаторная подстанция напряжением 6-10/0,4 кВ, принадлежащих филиалу ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», и 26 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ, собственниками которых являются другие территориальные сетевые организации и потребители.

Протяженность линий, принадлежащих филиалу ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», составляет:

№ п/п	Наименование объекта	Количественные показатели
1	ВЛ-110 кВ	3082,0 км по трассе и 3902,899 км по цепям
2	ВЛ-35 кВ	3250,3 км
3	ВЛ – 6-10 кВ	19614,7 км
4	ВЛ – 0,4 кВ	13122,2 км
5	КЛ – 6-10 кВ	72,4 км
6	КЛ – 0,4 кВ	38,5 км

Коммунальная электроэнергетика области представлена 4 государственными энергетическими предприятиями (ГП ВО «Областные электротеплосети», ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго», ГП ВО «Череповецкая электротеплосеть», ГП ВО «Вожегодская электротеплосеть») и 9 муниципальными и частными предприятиями, обеспечивающими электроснабжение городов и районных центров области.

Предприятиями коммунальной энергетики обслуживается более 6,5 тыс. км линий электропередачи 0,4/6/10/35 кВ и 2476 шт. трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ.

Доля производства энергии путем использования возобновляемых энергоресурсов в Вологодской области на сегодняшний день составляет менее 1%. К 2020 есть возможность за счет применения имеющегося в области потенциала биоресурсов, прежде всего древесины, торфа, увеличить долю производства энергии из возобновляемых энергоресурсов в 2,5 раза.

В 2005 году в Вологодской области построена промышленная мини-ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, работающая на древесных отходах. Мини-ТЭЦ обеспечивает выработку электроэнергии и тепла за счет переработки низкосортной древесины и отходов лесопереработки. Некоммерческим партнерством «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» 8 октября 2012 года ОАО ПМ-ТЭЦ «Белый Ручей» выдано свидетельство о квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе возобновляемого источника энергии.

В 2006 году на ОАО «Великоустюгский фанерный комбинат «Новатор» пущена мини-ТЭЦ мощностью 3 МВт, работающая на древесных отходах. Пуск мини-ТЭЦ позволил на 68% обеспечить комбинат собственной электрической энергией, производить ежемесячно утилизацию приблизительно 7 тыс. плотных м³ отходов деревообработки, что позволяет исключить экологические штрафы.

В 2010 году в г. Красавино Великоустюгского района была запущена газотурбинная ТЭЦ мощностью 63,8 МВт (заказчик – ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»), что позволяет обеспечить электрической и тепловой энергией инфраструктуру города Красавино, а также существенно снизить потери на передачу электрической энергии и увеличить надежность и качество энергоснабжения северо-восточных районов Вологодской области.

В 2014 году введены в эксплуатацию:

энергоблок ПГУ 110 МВт Вологодской ТЭЦ - с 24 марта 2014 года, установленной мощностью 102,1 МВт;

энергоблок № 4 Череповецкой ГРЭС - с 1 сентября 2014 года, установленной мощностью 421,6 МВт.

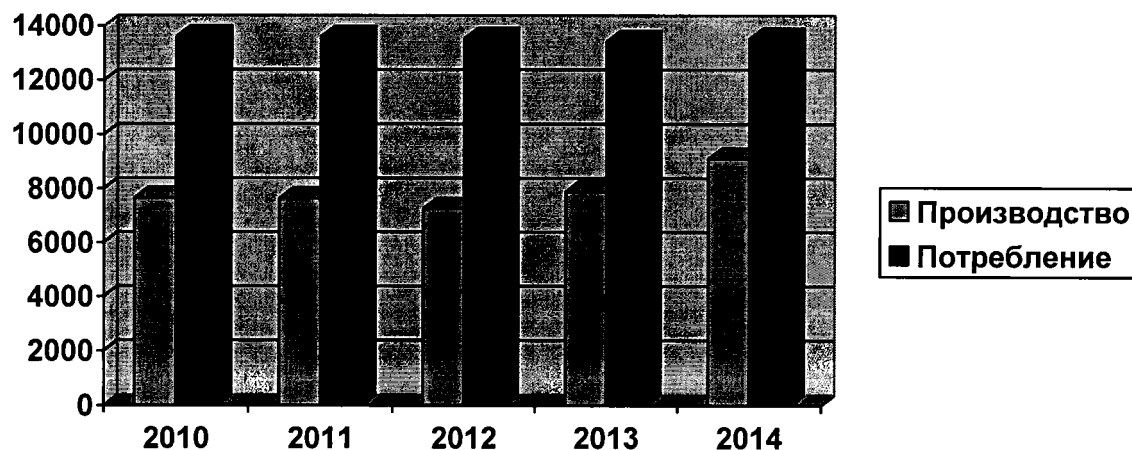
В Вологодской области традиционно использовалась энергия малых рек для выработки электрической энергии для электрификации удаленных населенных пунктов. В 50–60 –х годах XX века в области эксплуатировалось 46 гидроэлектростанций малой мощности, в настоящее время осталось только 3.

3.2. Динамика потребления электроэнергии

В целях выявления тенденции изменения электрических нагрузок за прошедший период проведен анализ динамики изменения потребления электроэнергии потребителями Вологодской области за период 2010-2014 годов, а также анализ структуры потребления электроэнергии. Как видно из диаграммы, изменение суммарного потребления электроэнергии потребителями Вологодской области в целом по энергосистеме происходит без резких колебаний. Темп роста потребления в 2010 году составил 5,8 % по отношению к 2009 году. В период 2011-2013 годов потребление электрической энергии в регионе незначительно снизилось, но наметилась тенденция стабильности.

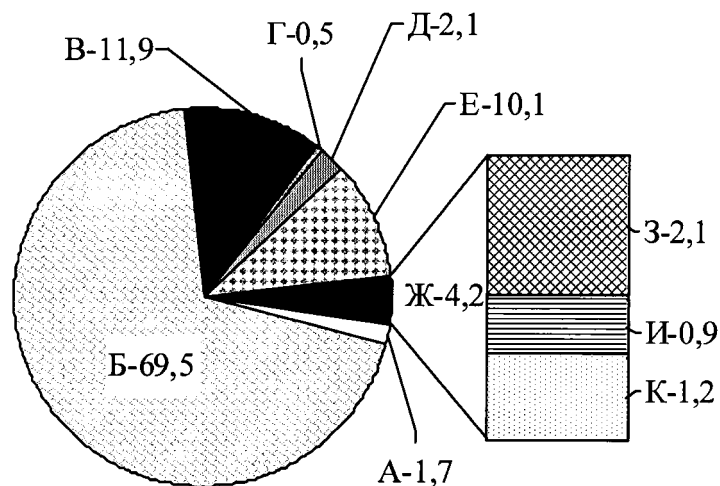
Показатели 2014 года свидетельствуют о незначительном увеличении уровня потребления электроэнергии в сравнении с прошлым годом: производство 9115,237 млн.кВт.час., потребление – 13532 млн. кВт.час.

Год	2010	2011	2012	2013	2014
Потребление электроэнергии	13606	13599	13532	13423	13532



Динамика производства и потребления электроэнергии в Вологодской энергосистеме за период 2010-2014 годы

3.3. Структура потребления электроэнергии предприятиями Вологодской области по видам экономической деятельности в 2014 году (по данным электробаланса, в процентах)



А – сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство

Б – обрабатывающие производства

В – транспорт и связь

Г – строительство

Д – предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг

Е – прочие виды деятельности

Ж – производство и распределение электроэнергии, газа и воды, в том числе:

З – собственные нужды электростанций

И – сбор, очистка и распределение воды

К – прочие нужды

3.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности (с присоединенной мощностью более 2,5 МВА)

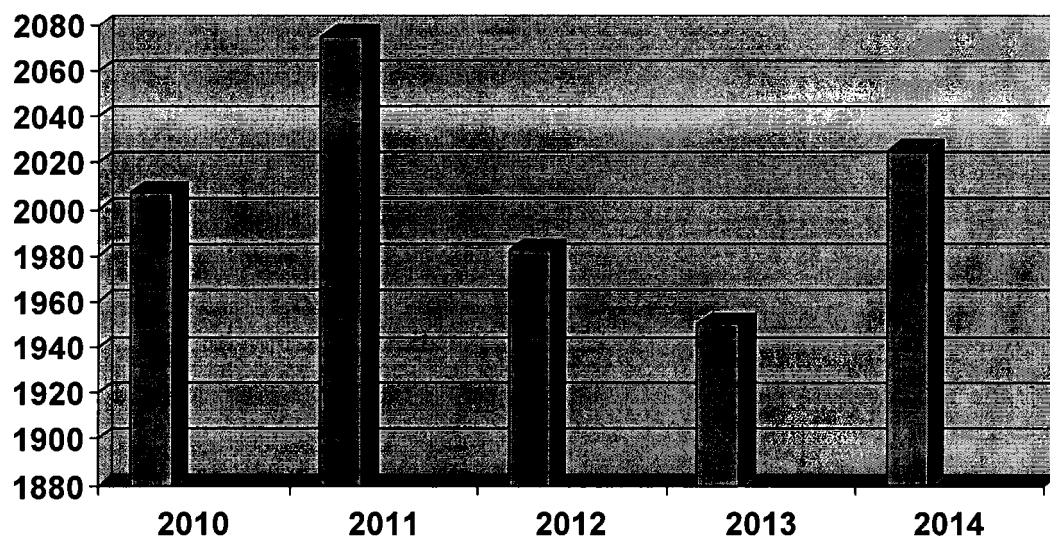
тыс.кВт.ч								
№ п/п	№ договора	Контрагент	Дата договора	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	7100	ОАО «Вологодский текстиль»	12.05.2008	3 389,3	4 005,1	1 982,4	167,0	109,6
2	11	ООО «РН-Архангельскнефтепродукт»	01.01.2008	3 129,0	2 470,2	1 964,0	1 417,4	1 343,7
3	2590/4	НАО «СВЕЗА Новатор»	01.06.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	9 270,3
4	6	ОАО «Агроскон»	01.01.2007	5 898,5	6 230,9	5 075,9	4 702,1	2 185,7
5	222	ОАО «Вологодская механизированная колонна №19»	01.01.2007	389,8	369,0	331,0	275,4	347,1
6	64	ООО «Вологодский аккумуляторный завод»	01.01.2008	373,2	401,3	392,3	557,8	770,0
7	8	ОАО «Вологодский вагоноремонтный завод»	01.01.2008	8 130,3	7 559,8	7 173,8	6 492,1	7 200,3
8	5	ОАО «Вологодский машиностроительный завод»	01.01.2008	4 704,3	4 850,6	4 689,5	4 015,2	2 144,7
9	185	ООО «Вологодский станкостроительный завод»	01.01.2011	0,0	1 719,1	1 552,4	1 311,8	328,7
10	45	ООО «Вологодское Мороженое»	01.07.2009	14 854,8	12 199,4	13 488,8	13 231,1	21 296,6
11	2082/2	ООО «Волтекс-М»	01.12.2011	0,0	95,6	1 160,2	1 187,4	691,6
12	5612/2	ООО «Вохтожский ДОК»	01.02.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	35 777,3
13	3041	ЗАО «ГЕРО СЗ ЗАРЯ»	01.01.2007	0,0	0,0	243,9	927,9	359,7
14	4	ОАО «Завод ЖБИиК»	01.01.2008	2 597,4	2 980,8	2 760,2	3 016,2	3 099,8
15	6436/2	СХПК Комбинат «Тепличный»	11.07.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	3 913,4
16	46	МУП «Коммунальные системы»	01.04.2010	2 533,1	11 316,1	12 952,0	12 321,4	11 450,6
17	4024/225	ОАО Пищевой комбинат «Вологодский»	01.07.2013	0,0	0,0	0,0	3 580,1	6 837,9
18	2	ОАО «Северный коммунальщик»	01.01.2008	4 601,1	4 843,6	5 137,0	4 799,5	3 951,9
19	6435/2	ОАО «Солдек»	11.07.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	2 930,8
20	20	ОАО «Стройиндустрия»	01.01.2008	1 001,1	1 718,6	2 002,2	2 042,3	2 173,0
21	32	ООО «Харовсклеспром»	01.01.2008	7 440,2	7 137,4	7 664,2	9 507,6	10 872,4
22	12	ОАО «Белозерский леспромхоз»	01.01.2008	4 559,6	4 648,7	4 576,1	4 347,8	4 362,3
23	18	ООО «ЛДК №2»	21.05.2010	2 155,7	5 879,4	6 949,7	7 165,1	7 289,6
24	2353/6	ОАО «Промышленная мини-ТЭЦ Белый ручей»	01.11.2012	0,0	0,0	10,7	140,6	76,1
25	555	ПАО «Северсталь»	01.05.2010	5 507,3	6 996,1	7 918,2	8 466,3	8 560,2
26	179	ЗАО «Вологодский мясокомбинат»	01.01.2008	10 371,3	9 595,8	9 368,0	8 690,6	8 158,8
27	183/1	ОАО «ВОМЗ»	01.03.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	5 470,0
28	214/1	ОАО «Межрегионэнергосбыт»	01.01.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	63 044,9
29	282/1	ОАО «Мосэнергосбыт»	01.11.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	55,6
30	1116/2	ООО «Русэнергосбыт»	01.07.2011	0,0	2 574,7	19 752,9	18 500,6	19 669,2
31	3012	ОАО «Сокольский ДОК»	01.01.2008	15 555,7	13 878,1	14 119,2	16 710,2	16 833,5

32	152/1	АО «ФосАгро – Череповец»	01.01.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	177 492,5
33	75	ООО «Энерготехснаб»	27.04.2001	494,3	425,6	147,1	175,8	61,0
34	4138/ 3	ООО «Газпром теплоэнерго Вологда»	01.12.2012	0,0	0,0	4 798,3	47 043,5	46 392,5
35	11	ОАО «ОГК-2»	01.01.2009	379,6	619,8	489,9	450,8	529,7
36	16	ОАО «РЖД»	19.01.1999	3 427,5	2 232,0	2 352,3	2 276,5	1 942,2
37	1284	ООО «Северсталь ТПЗ – Шексна»	01.10.2010	1 553,8	8 266,9	9 612,2	10 559,6	11 946,8
38	29	ОАО «Смердомский стеклозавод»	01.01.2008	10 331,2	9 778,0	9 637,3	8 843,9	10 360,1
39	5775/ 3	ЗАО «Череповецкий завод металлоконструкций»	03.02.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	3 105,6
40	17	ОАО «Череповецкий завод силикатного кирпича»	01.01.2008	3 480,3	4 005,5	4 743,1	4 752,0	4 719,6
41	5747/ 3	ЗАО «ЧФМК»	01.01.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	52 558,8
42	5776/ 3	ООО «Шекснинские корма»	01.01.2014	0,0	0,0	0,0	0,0	2 915,4
43	4532/ 3	ООО «Шекснинский бройлер2»	01.04.2013	0,0	0,0	0,0	6 392,9	8 280,4
44	5	ООО «ШКДП»	01.01.2008	89 771,6	93 691,2	95 515,2	97 344,3	103 861,1

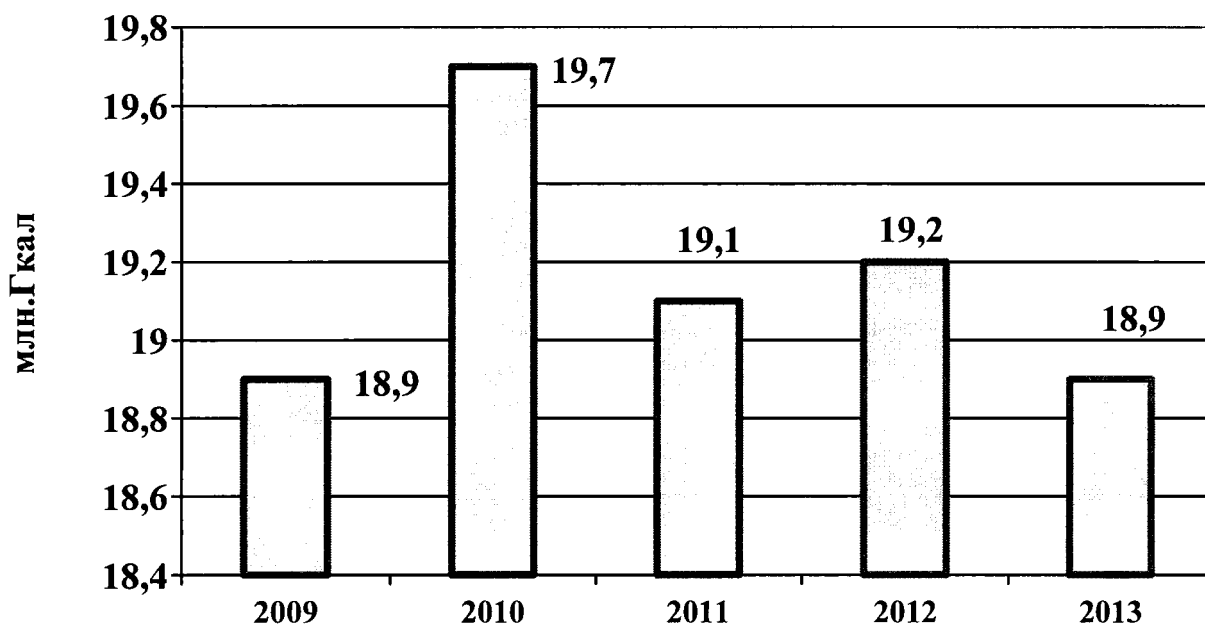
**Данные Вологодского РДУ на 23 марта 2015 года – собственный максимум
потребления мощности на территории Вологодской области за 2010-2014
годы**

Год	2010	2011	2012	2013	2014
Собственный максимум потребления мощности	2007	2075	1982	1950	2025

3.5 Динамика изменения максимума нагрузки



3.6. Динамика производства тепловой энергии



Производство энергетических ресурсов

	2000	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Производство электроэнергии ¹⁾ , млн. кВт. час	6190	7770	6831	7861	7855	7513	8091
Производство теплоэнергии ¹⁾ , млн. Гкал	19,6	19,9	18,9	19,7	19,1	19,2	18,9
Удельный расход топлива на один отпущенный киловатт-час электроэнергии, кг/кВт. час	369	332	361	368	331	334	297
на одну отпущенную Гкал, кг/Гкал	182	179	176	172	175	174	175

¹⁾ С учетом оценки объемов малого предпринимательства

3.7. Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных Вологодской области



3.8. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

	Годовое потребление тепловой энергии, млн. Гкал
ПАО «Северсталь»	5,90
АО «ФосАгро-Череповец»	4,69
ОАО «Сокольский ЦБК, ООО «Сухонский ЦБК»	1,00
МУП «Вологдагортеплосеть» - теплоснабжение г. Вологды	2,29
МУП «Теплоэнергия» - теплоснабжение г. Череповца	2,70

3.9. Основное оборудование ТЭЦ Вологодской области

Перечень ТЭЦ Вологодской области

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Собственник	Месторасположение	Установленная мощность	
				электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ТЭС общего пользования					
1	Череповецкая ГРЭС	ОАО «ОГК-2»	п. Кадуй	1051,6	39
2	Вологодская ТЭЦ	ОАО «ТГК-2»	г. Вологда	136,1	649
3	Красавинская ГТ ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»	г. Красавино	63,8	57
	Итого			1251,5	675
Ведомственные промышленные ТЭС					
4	ТЭЦ АО «ФосАгро»	АО «ФосАгро-Череповец»	г. Череповец	102	815

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Собственник	Месторасположение	Установленная мощность	
				электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
	Череповец»				
5	ГТЭС АО «ФосАгро-Череповец»	АО «ФосАгро-Череповец»	г. Череповец	32	
6	ТЭЦ ОАО «ПМТЭЦ» «Белый Ручей»	ОАО «ПМТЭЦ» «Белый Ручей»	пос. Депо	6,0	42,0
7	ТЭЦ ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	507	1 962
	в том числе				
7.1	ТЭЦ ПВС	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	286	1 265
7.2	ТЭЦ ЭВС-2	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	160	600
7.3		ПАО «Северсталь»	г. Череповец	45	97
7.4	ГУБТ	ПАО «Северсталь»	г. Череповец		
7.5		ПАО «Северсталь»	г. Череповец		
7.6	УЭС ТСЦ	ПАО «Северсталь»	г. Череповец	16	–
8	ЭСН КС-15	Нюксенское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	с. Нюксеница	7,5	–
	Итого			654,5	2 819
	Всего			1906	3 494
Прочие ТЭЦ производственных предприятий, не участвующие в балансе СО					
9	ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ЦБК» «Новатор»	ОАО «Великоустюгский ЦБК» «Новатор»	пос. Новатор	3,0	16,8
10	ТЭЦ ОАО «ВОМЗ»	ОАО «Вологодский оптико-механический завод»	г. Вологда	5,3	25,8
11	Другие промышленные ТЭЦ: ТЭЦ ОАО «Сокольский ЦБК», ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБК», ТЭЦ ООО «Вологодская бумажная мануфактура», ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция», ТЭЦ ОАО «Харовсклеспром»	ОАО «Сокольский ЦБК», ОАО «Сухонский ЦБК», ООО «Вологодская бумажная мануфактура», ОАО «Агростройконструкция», ОАО «Харовсклеспром»	г. Сокол, г. Вологда, г. Харовск	54,65	237,49
			Итого:	62,95	280,09
			Всего:	1968,95	3 777,09

Наиболее крупными ТЭС в Вологодской области по теплу являются Вологодская ТЭЦ ОАО «ТГК-2» (соответственно, 6,9 и 17,3% от суммарной установленной электрической и тепловой мощности региона), ТЭЦ ПВС ОАО «Северсталь» (20,3% и 33,5%), ТЭЦ ЭВС-2 ОАО «Северсталь» (11,4% и 15,9%) и ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец» (9,5% и 21,6%).

Наименьшей по установленной тепловой мощности из ТЭС общего пользования является Череповецкая ГРЭС.

На долю установленной мощности ведомственных ТЭС приходится 46,5% и 82,0% соответственно суммарной установленной электрической и тепловой мощности ТЭС области.

ТЭС общего пользования:

1. Череповецкая ГРЭС – конденсационная электростанция, находящаяся в поселке городского типа Кадуй Кадуйского муниципального района Вологодской области России. ГРЭС введена в эксплуатацию 22 декабря 1976 года. С 1 ноября 2011 года является филиалом ОАО «ОГК-2».

Основное топливо станции – газ и уголь, резервное топливо – мазут.

Череповецкая ГРЭС обеспечивает электрической энергией Вологодско-Череповецкий узел, а также теплом и питьевой водой п. Кадуй.

Состав основного оборудования Череповецкой ГРЭС на 1 января 2015 года

Состав основного оборудования	Ст.№	Тип	Установленная мощность		Паропроизводительность, т/ч	Расчетные параметры свежего пара		Год ввода в эксплуатацию	Наработка, тыс. ч	Год достижения паркового/индивидуального ресурса
			электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч		давление кгс/см ²	тем-ра, °С			
Паровые турбины	1	К-210-130-3	210	-	-	13,3	540	1976	248,0	2016
	2	К-210-130-3	210	-	-	13,3	540	1977	240,8	2017
	3	К-210-130-3	210	-	-	13,3	540	1978	237,4	2014
ПГУ	4	SGT5-4000F, SST5-3000	421,6	-	-			2014		
ТФУ	б/н	РОУ	-	39						
Паровые котлоагрегаты	1	ТПЕ-208-335 ТКЗ (А,Б)	-	-	670	14,3	555	1976	248,0	-
	2	ТПЕ-208-335 ТКЗ (А,Б)	-	-	670	14,3	555	1977	240,8	-
	3	ТПЕ-208-335 ТКЗ (А,Б)	-	-	670	14,3	555	1978	237,4	-
	4	КУ - Еп-270	-	-	632	1,3	560	2014		
Итого			1051,6	39	2 642	-	-	-	-	-
в том числе РОУ			-	39	-	-	-	-	-	-

В состав основного оборудования ГРЭС входят три конденсационные паровые турбины типа К-210 и три двухкорпусных паровых котла типа ТПЕ-208-335 суммарной паропроизводительностью 2,01 тыс. т/ч.

В состав основного оборудования энергоблока № 4 (ПГУ) входят газовая турбина типа SGT5-4000F установленной электрической мощностью 280 МВт, трехконтурный горизонтальный котел-утилизатор Еп-270 и конденсационная паровая турбина типа SST5-3000 установленной электрической мощностью 140 МВт.

Дополнительно на данной станции требуется решение вопроса о реконструкции и (или) вывода из эксплуатации основного паросилового

энергетического оборудования энергоблоков К-210-130, индивидуальный продленный ресурс которых заканчивается в 2014 году и в 2016-2017 годах.

Основные технико-экономические показатели работы Череповецкой ГРЭС в 2010-2014 годах.

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года				
			2010	2011	2012	2013	2014
1	Установленная мощность						
	- электрическая	МВт	630	630	630	630	1051,6
	- тепловая	Гкал/ч	39	39	39	39	39
	в том числе РОУ	Гкал/ч	39	39	39	39	39
2	Располагаемая мощность						
	- электрическая	МВт	630	630	630	630	630
	- тепловая	Гкал/ч	39	39	39	39	39
3	Максимум нагрузки						
	- электрической	МВт	640	634	636	н/д	н/д
	- тепловой	Гкал/ч	25	34	29	н/д	н/д
4	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт.ч	3 311,0	3 184,4	2 549,8	2 753,0	3208,4
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	3 233,8	3 111,7	2 485,5	н/д	н/д
	тоже в % от суммарной выработки	%	97,7	97,7	97,5	н/д	н/д

2. Вологодская ТЭЦ расположена в городе Вологде.

Входит в состав ОАО «ТГК-2», предназначена для снабжения предприятий и населения г. Вологды теплом в паре и в горячей воде.

По состоянию на 1 января 2015 года суммарная установленная мощность Вологодской ТЭЦ составила: электрическая – 136,1 МВт, тепловая – 652 Гкал/ч, в том числе отборов паровых турбин – 182 Гкал/ч.

Состав основного оборудования Вологодской ТЭЦ на 1 января 2015 года

Состав основного оборудования	Ступень №	Тип	Установленная мощность		Паропроизводительность, т/ч	Расчетные параметры свежего пара		Год ввода в эксплуатацию	Наработка, тыс. ч	Год достижения паркового/индивидуального ресурса
			электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч		давление, кгс/см ²	температура, °С			
Паровые турбины	1	ПТ-12-35/10М	12	54,5	-	0,35	435	1991	124,1	2036
	2	ПТ-12-3,4/1,0	12	54,5	-	0,35	435	2001	67,1	2046.
	3	Р-10-35/5М	10	69	-	0,35	435	1972	279,5	2013
Блок ПГУ	4	РГ 6111(FA)	77	-				2014		
	5	Т-28/35-8,8/0,1	25,1	70				2014		
Паровые котлоагрегаты	1	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	0,39	440	1955 г.	283,7	2014 г.
	2	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	0,39	440	1955 г.	286,0	2013 г.
	3	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	0,39	440	1958 г.	310,7	2015 г.
	4	БКЗ-50-39Ф	-	-	50	0,39	440	1959 г.	283,3	2014 г.
	5	БКЗ-75-39ФБ	-	-	75	0,39	440	1965 г.	282,0	2016 г.
	6	БКЗ-75-39ФБ	-	-	75	0,39	440	1971 г.	240,7	2016 г.
Котел		HRSG	-	-	128,8	0,9	325	2014		

Состав основного оборудования	Ступень №	Тип	Установленная мощность		Производительность, т/ч	Расчетные параметры свежего пара		Год ввода в эксплуатацию	Наработка, тыс. ч	Год достижения паркового/индивидуального ресурса
			электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч		давление, кгс/см ²	температура, °С			
утилизация										
Пиковые водогрейные котлы	1	КВГМ-100	-	100	-	-	-	1980 г.	107,1	2016 г.
	2	КВГМ-100	-	100	-	-	-	1981 г.	86,9	2016 г.
	3	КВГМ-100	-	100	-	-	-	1989 г.	55,1	2013 г.
	4	КВГМ-100*	-	100	-	-	-	1998 г.	10,2	-
Итого			136,1	649	478,8	-	-	-	-	-
в том числе отборов паровых турбин			-	249	-	-	-	-	-	-

Технологическая тепловая схема Вологодской ТЭЦ с поперечными связями. В состав основного оборудования станции входят турбоагрегаты типа ПТ-12 и Р-10, а также паровые котлоагрегаты типа БКЗ-50 и БКЗ-75 суммарной паропроизводительностью 350 т/ч.

Также на ТЭЦ установлены четыре пиковых водогрейных котлоагрегата типа КВГМ-100 суммарной установленной мощностью 400 Гкал/ч. В 2006 году водогрейный котел ступени 4 выведен из эксплуатации и находится на консервации.

В 2014 году на территории Вологодской ТЭЦ завершено строительство нового теплофикационного энергоблока ПГУ-110 установленной электрической мощностью 102,1 МВт, тепловой – 70 Гкал/ч. В состав основного оборудования энергоблока ПГУ-110 входит газовая турбина типа PG 6111(FA) установленной электрической мощностью 77,0 МВт, двухконтурный паровой котел-утилизатор и теплофикационная турбина типа Т-28/35-8,8/0,1 установленной электрической мощностью 25,1 МВт, тепловой 70 Гкал/ч.

Ввод в эксплуатацию нового энергоблока ПГУ-110 состоялся 24 марта 2014 года. После ввода ПГУ суммарная установленная мощности Вологодской ТЭЦ составляет 136,1 МВт, тепловая – 649 Гкал/ч.

Основным топливом ТЭЦ является природный газ, резервным – мазут.

Система теплоснабжения от Вологодской ТЭЦ – централизованная, закрытая. Теплоснабжение объектов осуществляется по магистральным

трубопроводам протяженностью по трассе 20,2 км. Протяженность паровой тепловой сети 0,2 км.

Основные технико-экономические показатели работы Вологодской ТЭЦ в 2010-2014 годах

№ п/п	Наименование	Един. изм.	Величина на конец года					Примечание
			2010	2011	2012	2013	2014	
1	Установленная мощность							
	- электрическая	МВт	34	34	34	34	136,1	
	- тепловая	Гкал/ч	582	582	582	582	649	
	в том числе отборов паровых турбин	Гкал/ч	182	182	182	182	249	
2	Располагаемая мощность							
	- электрическая	МВт	34	34	34	34	136,1	
	- тепловая турбоагрегатов	Гкал/ч	182	182	182	182	249	
3	Максимум нагрузки							
	- электрической	МВт	30	34	34	н/д	н/д	
	- тепловой	Гкал/ч	243	243	252	н/д	н/д	
4	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт.ч	161,8	167,1	173,5	173,5	656,6	
	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт.ч	0,0	0,2	0,0	0,0		
	тоже в % от суммарной выработки	%	0,0	0,1	0,0	0,0		

3. Красавинская ТЭЦ

Установленная электрическая мощность — 63,8 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам — 40 Гкал;

по водогрейным котлам — 80 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ГТУ Titan T-130 S	2010	14,4		
2	ГТУ Titan T-130 S	2010	14,4		
3	ГТУ Titan T-130 S	2010	14,4		
4	SST-300	2010	20,6	0,39	440

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	Котел-утилизатор HRSG	2010	19,3	0,39	440
2	Котел-утилизатор HRSG	2010	19,3		
3	Котел-утилизатор HRSG	2010	19,3		
4	Паровой котел Bresson ОКР-25	2010	25		
5	Паровой котел Bresson ОКР-25	2010	25		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (МВ·А)	Напряжение, кВ
1	LSA 58 BM-CL14/4p	2010	13.6	10,5
2	LSA 58 BM-CL14/4p	2010	13.6	
3	LSA 58 BM-CL14/4p	2010	13.6	
4	HTM 110 Z04	2012	26.9	

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (МВ·А)	Напряжение, кВ
1	TORc 32000/121	2009	32	110/10
2	TORc 32000/121	2009		

4. ТЭЦ – ПВС ПАО «Северсталь»

Установленная электрическая мощность - 286 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам – 1215 Гкал;

по водогрейным котлам – 540 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	Р-6	1956	6	0,9	500
2	ПТ-25-3	1951	25	0,9	500
3	ПТ-30-8,8	1996	30	0,9	500
4	С10-Р12Т	2012	25	0,9	
5	ПТ-50-90/16	1961	50	0,9	500
6	Т-50-130	1962	50	1,3	550
7	Т-100-130	1971	100	1,3	550

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	ТП-170-1	1952	170	1,0	510
2	ТП-170-1	1952	170	1,0	510
3	ТП-170-1	1952	170	1,0	510
4	ТП-21	1958	170	1,0	510
5	ТП-21	1959	170	1,0	510
6	БКЗ-210-140-ФД	1961	210	1,4	560
7	БКЗ-210-140-ФД	1963	210	1,4	560
8	БКЗ-210-140-ФД	1968	210	1,4	560
9	БКЗ-210-140-ФД	1968	210	1,4	560
10	БКЗ-210-140-ФД	1969	210	1,4	560

Водогрейные котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры воды
1	ПТВМ-180		180	150 – 70
2	ПТВМ-180		180	

3	ПТВМ-180		180	
---	----------	--	-----	--

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	T2-6-2	1957	6,0	6,3
2	T2-25-2	1954	25,0	10,5
3	TФП-25-2	2000	30,0	10,5
4	TIC-AFT	2012	31,5	10,5
5	TB-60-22	1961	60,0	10,5
6	TB-60-22	1964	60,0	10,5
7	TBФ-120-2	1968	150,0	10,5

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
C1T	TДНГ 31,5/110		31,5	110/35/10
C2T	TДНГ 31,5/110		31,5	110/35/10
C3T	TДНГ 60/110		60	110/35/10
C4T	TДНГ _γ 63/110		63,0	110/35/10
C5T	TДНГ _γ 63/110		63,0	110/35/10

5. ТЭЦ ЭВС – 2 ПАО «Северсталь»

Установленная электрическая мощность – 160 МВт.

Установленная тепловая мощность – 630 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	ПТ-80/100-130/13	1986	80	1,3	555
2	ПТ-80/100-130/13	1986	80		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	Еп-500-140 (модель ТПГЕ-431)	1986	500	1,4	560
2	Еп-500-140 (модель ТПГЕ-431)	1986	500		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	TBФ-120-2	1986	120,0	10,5
2	TBФ-110-2Е	1986	110,0	10,5

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
AT-1	ATДЦНТ-125000-220/110/10		125,0	220/110/10

АТ-2	АТДЦНТ-125000-220/110/10		125,0	220/110/10
------	--------------------------	--	-------	------------

Вольтодобавочные трансформаторы

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
ВДТ 1-1	ЛТДН-40000-10/10		40,0	10/10
ВДТ 1-2	ЛТДН-40000-10/10			
ВДТ 2-1	ЛТДН-40000-10/10			
ВДТ 2-2	ЛТДН-40000-10/10			

6. ТЭЦ АО «ФосАгро-Череповец»

Установленная электрическая мощность – 102 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам – 350 Гкал;

по водогрейным котлам – 180 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	ПТ-12-35/10М	1973	12,0	0,39	440
2	ПТ-12-35/10М	1974	12,0		
3	Р-12-35/5М	1978	12,0		
4	Р-12-35/5М	1979	12,0		
5	ПТ-12/13-3,4/1.0	2003	12,0		
6	ПТ-30/35-3.4/1.0	2004	30,0		
7	ПТ-12-3,4/0,6	2007	12,0		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
4	БКЗ-75-39ГМА	1978	75	0,39	440
6	БКЗ-75-39ГМА	1979	75		
7	БКЗ-75-39ГМА	1980	75		
8	БКЗ-75-39ГМА	1980	75		
9	БКЗ-75-39ГМА	1981	75		
10	БКЗ-75-39ГМА	1982	75		
11	БКЗ-75-39ГМА	1983	75		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	Т2-12-2У3	1973	12,0	10,5
2	Т2-12-2У3	1974	12,0	10,5
3	Т2-12-2У3	1978	12,0	10,5
4	Т2-12-2У3	1979	12,0	10,5
5	Т2-12-2У3	2003	12,0	10,5
6	ТФП-36-2У3	2004	30,0	10,5
7	Т2-12-2У3	2007	12,0	10,5

Водогрейные котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры воды
2	ПТВМ-30М-4	1977	40	150 – 70
3	ПТВМ-30М-4	1977	40	
5	КВГМ-100	1980	100	

7. ГТЭС АО «ФосАгро-Череповец»

Установленная электрическая мощность – 32 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам – 56 Гкал.

Газовая турбина:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры газа	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	LM 2500 + G4 DLE модель LM2500-RD-MGD02 заводской / серийный номер № 678-125	2012	32	0,39	360

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, Гкал	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	HRSG «ВАПОР»	2012	56	0,39	360

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	Brush типа BDAX 193ERH модель 71-193	2012	32,0	10,5

8. ТЭЦ Сокольский ЦБК

Установленная электрическая мощность - 30 МВт.

Установленная тепловая мощность - 233 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	ПР-6-35/10/5	1976	6	0,39	440
2	ПР-6-35/10/5	1984	6		
3	П-6-35/5М	1967	6		
4	П-6-35/5М	1969	6		
5	П-6-35/5М	1971	6		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, т/час	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	ГМ-50-1	1981	50	0,39	440
2	ГМ-50-1	1975	50		

3	ГМ-50-1	1973	50		
4	ГМ-50-1	1985	50		
5	БКЗ-75-39ГМА	1977	75		
6	БКЗ-75-39ГМА	1966	75		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	T2-6-2	1967	6,0	6,3
2	T2-6-2	1969		
3	T2-6-2	1971		
4	T2-6-2	1976		
5	T2-6-2	1984		

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ТМ-5600-6/35		5,6	6/35
2	ТМ-5600-6/35		5,6	6/35
3	ТМ-5600-6/35		5,6	6/35
4	ТМ-2500-6/110		16,0	110
5	ТМ-2500-6/110		16,0	110

9. ТЭЦ ОАО «Сухонский ЦБЗ»

Установленная электрическая мощность – 24 МВт.

Установленная тепловая мощность – 133 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ПР-6-35/10/5	1975	6	0,39	440
2	ПР-6-35/10/5	1961	6		
3	П-6-35/5М	1971	6		
4	П-6-35/5М	1976	6		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ГМ-50-1	1970	50	0,39	440
7	БКЗ-75-39ФБ	1970	75		
8	БКЗ-75-39ФБ	1979	75		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	T2-6-2	1965	6,0	6,3
2	T2-6-2			
3	T2-6-2			
4	T2-6-2			

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность Р, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ТДН 1600-110/6,3		16,000	110/6,3
2	ТДН 1600-110/6,3			

10. ТЭЦ ЗАО «Солдек»

Установленная электрическая мощность – 1,85 МВт.

Установленная тепловая мощность – 22 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	Лаваль	1952	1,2	0,16	375
2	Лаваль	1951	0,65		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	Тампанелла	1951	7,5	0,16	375
2	Тампанелла	1951	7,5		
3	Тампанелла	1952	9		
4	Тампанелла	1952	9		

11. ТЭЦ ОАО «Стройиндустрия», Череповец

Установленная электрическая мощность – 1,5 МВт.

Установленная тепловая мощность – 39 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				Р, кгс/см ²	Т, °С
1	ТГ-0,75А/0,4Р13/2 «Кубань»	2003	0,75	0,13	190
2	ТГ-0,75А/0,4Р13/2 «Кубань»	2003	0,75	0,13	190

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность,	Параметры пара	
				Т, °С	Р, кгс/см ²
1	ДКВР-10-13		10	0,13	190
2	ДКВР-10-13		10		
3	ДКВР-20-13		20		
4	ДКВР-20-13		20		

12. ТЭЦ ОАО «Агростройконструкция»

Установленная электрическая мощность – 2,1 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам – 67 Гкал;
по водогрейным котлам – 120 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ТГ-0,75А/0,4Р13/2 «Кубань»	1997	0,75	0,13	190
2	ТГ-0,75А/0,4Р13/2 «Кубань»	1997	0,75		
3	ТГ-0,75А/0,4Р13/2 «Кубань»	1997	0,75		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, т/час	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
4	ДЕ-25-14	1979	25	0,13	190
5	ДЕ-25-14	1979	25		
6	ДЕ-25-14	1979	25		
7	ДЕ-25-14	1979	25		

Водогрейные котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, т/час	Параметры воды
1	ПТВМ-30М-4	1983	40	150 – 70
2	ПТВМ-30М-4	1983		
3	ПТВМ-30М-4	1983		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ТГ-0,6/0,4	1997	0,6	0,4
2	ТГ-0,6/0,4	1997	0,6	
3	ТГ-0,6/0,4	1997	0,75	

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ТМ 1000-10/0,4		1,0	10/0,4
2	ТМ 1000-10/0,4			
3	ТМ 1000-10/0,4			
4	ТМ 1000-10/0,4			

13. ГЭС-31 Вытегорский РЭС и С

Генераторы (пропеллерного типа):

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ВГСРМ 213/17-16	2000	0,76	6,3
2	ВГСРМ 213/17-16	2000	0,76	

ГЭС-32 Вытегорский РЭС и С

Генераторы (пропеллерного типа):

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ВГСПМ 213/17-16	2000	0,76	6,3

14. Шекснинский РЭС и С

Генераторы (капсульного типа):

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	СГКВ 2-480/115-65	1974	6	3,15
2	СГКВ 2-480/115-65	1973	6	
3	СГКВ 2-480/115-65	1965	6	
4	СГКВ 2-480/115-65	1966	6	

Трансформаторы связи:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (кВ·А)	Напряжение, кВ
1	ТРДН-25000/110	1975		110/3
2	ТРДН-25000/110	1975		
3	ТДГУ-20000/110	1965		
4	ТДГУ-20000/110	1966		

15. ТЭЦ ОАО «Новатор»

Установленная электрическая мощность – 3 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам – 28 Гкал.

Паровые турбины:

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ТГ П 1,5/10,5-1,4/0,7	2002	1,5 МВт	0,13	250 С
2	ТГ П 1,5/10,5-1,4/0,7	2002	1,5 МВт		

Паровые котлы:

Станционный номер	Марка	Год установки	Производительность, т/час	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
4	ДКВР Пм 10-13-250	1986	10	0,13	250 С
5	ДКВР Пм 10-13-250	1986	10		
6	ДКВР Пм 10-13-250	1986	10		
7	ДКВР Пм 10-13-250	2002	10		

Генераторы:

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность P, (МВА)	Напряжение, кВ
1	ТК-1,5-23УХЛ 3		1,5	10
2	ТК-1,5-23УХЛ 3		1,5	

16. ТЭЦ ОАО «ВОМЗ»

Установленная электрическая мощность - 3,5 МВт

Паровая турбина

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ТГ-3,5/10-Р12/1,2	2003	3,5	0,12	187

Генератор

Станционный номер	Марка	Год установки	Мощность, кВ*А	Напряжение, кВ
1	ТК-4-23УЗ	2003	3,5	10,5

17. ТЭЦ ООО «Харовсклеспром»

Установленная электрическая мощность - 0,75 МВт.

Установленная тепловая мощность:

по паровым котлам - 49 т/ч (14 Гкал/ч).

Турбина

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ТГ 0,75А/0,4 Р13/2	2000	0,75	0,13	191

Котлы

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	ДКВР 10/13	1958	4,07	0,13	191
2	ДКВР 10/13	1958	4,07	0,13	191
3	ДКВР 10/13	1958	4,07	0,13	191
4	ДКВР 10/13	1973	4,07	0,13	191

Генератор:

Станционный номер	Тип (марка)	Год установки	мощность, кВа	Напряжение, кВ
1	СГ 2-750-4	2000	0,75	0,4

18. ПМ-ТЭЦ «Белый ручей»

Установленная электрическая мощность – 6МВт.

Установленная тепловая мощность – 26Гкал/час.

Вид топлива – древесные отходы (199,5 тыс м³).

Турбина

Станционный номер	Марка	Год установки	Электрическая мощность, МВт	Параметры пара	
				P, кгс/см ²	T, °C
1	П-6-3,4/0,5-1	2002	6	0,34	435

Производственный отбор 0,5МПа, расход 40т/час.

Расход пара на турбину: при работе с номинальным отбором 53,4 т/ч

На конденсационном режиме 25,8т/ч

Котлы

Станционный	Марка	Год	Производительность,	Параметры пара
-------------	-------	-----	---------------------	----------------

номер		установки	т/час	P, кгс/см ²	T, °C
1	Е-25-3,9-440 ДФТ	2001	25	0,39	440

3.10. Структура установленной электрической мощности на территории Вологодской области

Объект генерации	Установленная мощность, МВт
ТЭС	
Череповецкая ГРЭС (ОГК-2)	1051,6
Блок №1 ТГ-1	210
Блок №2 ТГ-2	210
Блок №3 ТГ-3	210
Блок №4 ТГ-4	421,6
Вологодская ТЭЦ (ТГК-2)	136,1
ТГ-1	12
ТГ-2	12
ТГ-3	10
Блок ПГУ	102,1
Красавинская ГТ ТЭЦ (ГЭП «Вологдаоблкоммунэнерго»)	63,8
ГТ-1	14,4
ГТ-2	14,4
ГТ-3	14,4
ПТ-4	20,6
ГЭС	
Шекснинская ГЭС (ФБУ «Волго-Балт»)	24,0
ГГ-1	6
ГГ-2	6
ГГ-3	6
ГГ-4	6
Вытегорская ГЭС (ФБУ «Волго-Балт»)	2,28
Электростанции промышленных предприятий	
ТЭЦ ГУБТ (ОАО «Северсталь»)	45
ГУБТ-8	8
ГУБТ-12	12
ГУБТ-25	25
УЭС ТСЦ (ОАО «Северсталь»)	16
ТГ-1	4
ТГ-2	12
ТЭЦ ПВС (ОАО «Северсталь»)	286
ТГ-1	6
ТГ-2	25
ТГ-3	30
ТГ-4	25

ТГ-5	50
ТГ-6	50
ТГ-7	100
ТЭЦ ЭВС-2(ОАО «Северсталь»)	160
ТГ-1	80
ТГ-2	80
ТЭЦ ОАО «ФосАгро - Череповец»	102
ТГ-1	12
ТГ-2	12
ТГ-3	12
ТГ-4	12
ТГ-5	12
ТГ-6	30
ТГ-7	12
ГТЭС ОАО «ФосАгро - Череповец»	32
ТГ-1	32
Промышленная мини - ТЭЦ «Белый ручей»	6
ТГ-1	6
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	7,5
ТГ-1	2,5
ТГ-2	2,5
ТГ-3	2,5
Итого:	Установленная электрическая мощность 1932,28 МВт

**Структура установленной электрической мощности
на территории Вологодской области в период 2010-2014 годов**

№ п/п	Наименование показателей	2010	2011	2012	2013	2014
1	Установленная мощность станций, МВт	1349	1412,8	1444,8	1408,3	1932,28
	-ТЭС					
1.1	Череповецкая ГРЭС	630	630	630	630	1051,6
1.2	Вологодская ТЭЦ	34	34	34	34	136,1
1.3	Красавинская ГТ ТЭЦ	0	63,8	63,8	63,8	63,8
	-ГЭС					
1.4	Шекснинская ГЭС	84	84	84	24	24
1.5	Вытегорская ГЭС	2	2	2	2	2,28
	-ТЭС промпредприятий					
1.6	ТЭЦ ПВС-1	286	286	286	286	286
1.7	ТЭЦ ЭВС-2	160	160	160	160	160
1.8	ГУБТ	45	45	45	45	45
1.9	УЭС ТСЦ (ОАО СеверстальТЭЦ)	-	-	-	16	16
1.10	ТЭЦ «Фос-Агро»	102	102	102	102	102
1.11	ГТЭС «Фос-Агро»	-	-	32	32	32
1.12	Мини ТЭЦ «Белый ручей»	6	6	6	6	6
1.13	ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	-	-	-	7,5	7,5

3.11. Производственные показатели работы станций Вологодской области (фактическая выработка электроэнергии, млн.кВт.ч)

№ п/п	Наименование показателей	2010	2011	2012	2013	2014
	- ТЭС					
1	Череповецкая ГРЭС	3311,038	3184,42	2549,817	2753,045	3208,43
2	Вологодская ТЭЦ	161,762	167,105	173,522	173,478	656,562
3	Красавинская ГТ ТЭЦ	238,787	355,558	327,286	370,379	321,84
4	Шекснинская ГЭС	99,819	88,746	125,874	93,507	82,85
5	Вытегорская ГЭС	11,093	10,95	11,426	10,994	11,07
6	ТЭЦ ПВС-1	1593,993	1626,50	1774,13	1964,847	2173,4
7	ТЭЦ ЭВС-2	1216,35	1265,74	1277,192	1296,771	1412,61
8	ГУБТ	219,103	154,776	182,168	231,348	182,83
9	УЭС ТСЦ	-	-	-	18,86	108,47
10	ТЭЦ «Фос-Агро»	775,265	745,325	712,205	665,473	659,58
11	ГТЭС «Фос-Агро»	-	-	86,109	261,301	236,63
12	Мини ТЭЦ «Белый ручей»	31,826	35,783	31,386	43,336	43,13
13	ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	-	-	-	0	17,839

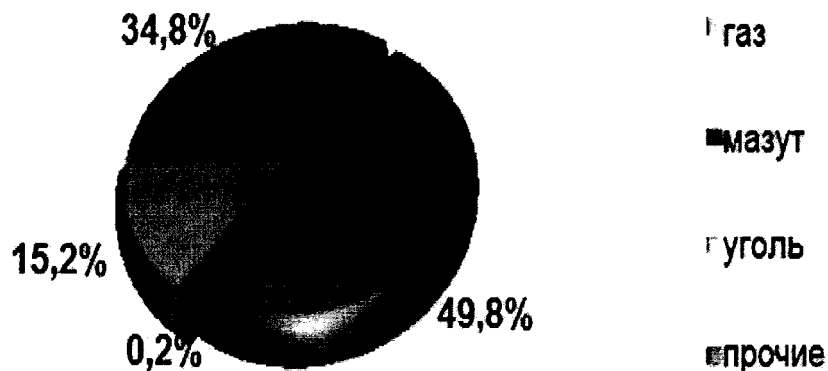
3.12. Баланс электрической энергии и мощности за 5 лет

млн.кВт.ч					
Год	2010	2011	2012	2013	2014
Потребление электроэнергии	13606,418	13599,151	13531,817	13422,700	13531,532
Выработка электроэнергии	7659,036	7634,920	7251,115	7883,338	9115,237
В том числе: ТЭС ОРЭ	3472,800	3351,530	3050,625	3296,902	4186,829
Выработка:	4075,324	4183,694	4063,190	4481,935	4834,489
Станции промышленных предприятий ТЭС, ТЭС розничного рынка					
Выработка:	110,912	99,696	137,300	104,501	93,918
Станции промышленных предприятий ГЭС					
Сальдо перетоков	5947,382	5964,231	6280,7	5539,362	4416,295
Потери ЕНЭС	403,357	353,125	350,231	285,510	286,253
МВт					
Год	2010	2011	2012	2013	2014
Собственный максимум потребления мощности.	2007	2075	1982	1950	2025
Нагрузка энергосистемы.	1104	1005,9	1178,7	946,2	1284,8
Сальдо по территории	903	1069,1	803,3	1003,8	740,2

3.13. Динамика изменения основных показателей энергоэффективности за 5 лет (энергоёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения), по данным Вологдастата на 1 апреля 2015 г.

Наименование показателя	2009	2010	2011	2012	2013
энергоёмкость ВРП (кг у.т./тыс. руб.)	79,27	81,98	79,73	53,342	59,12
потребление электроэнергии на душу населения (тыс. кВтч/чел.)	9,92	11,12	11,23	11,29	11,219

3.14. Структура потребления топлива на ТЭС

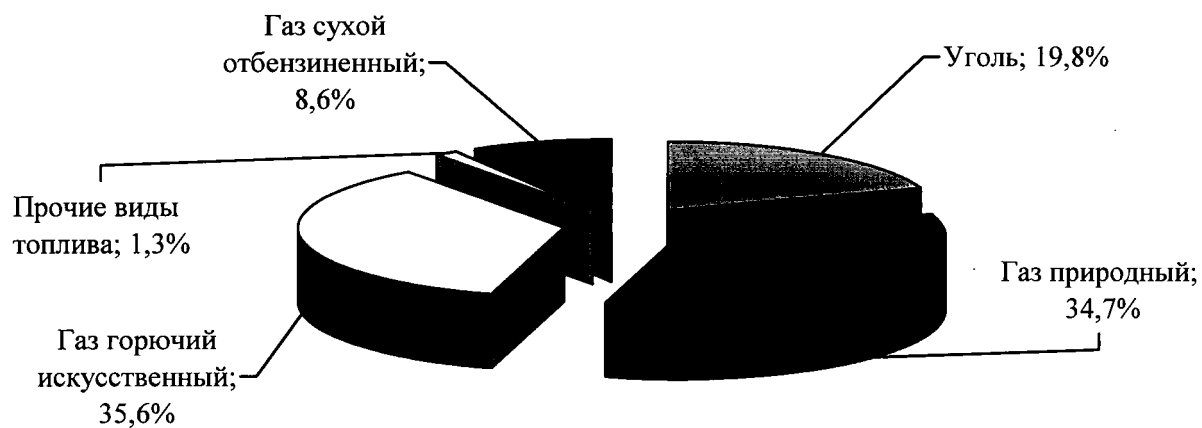


3.15. Баланс тепла Вологодской области

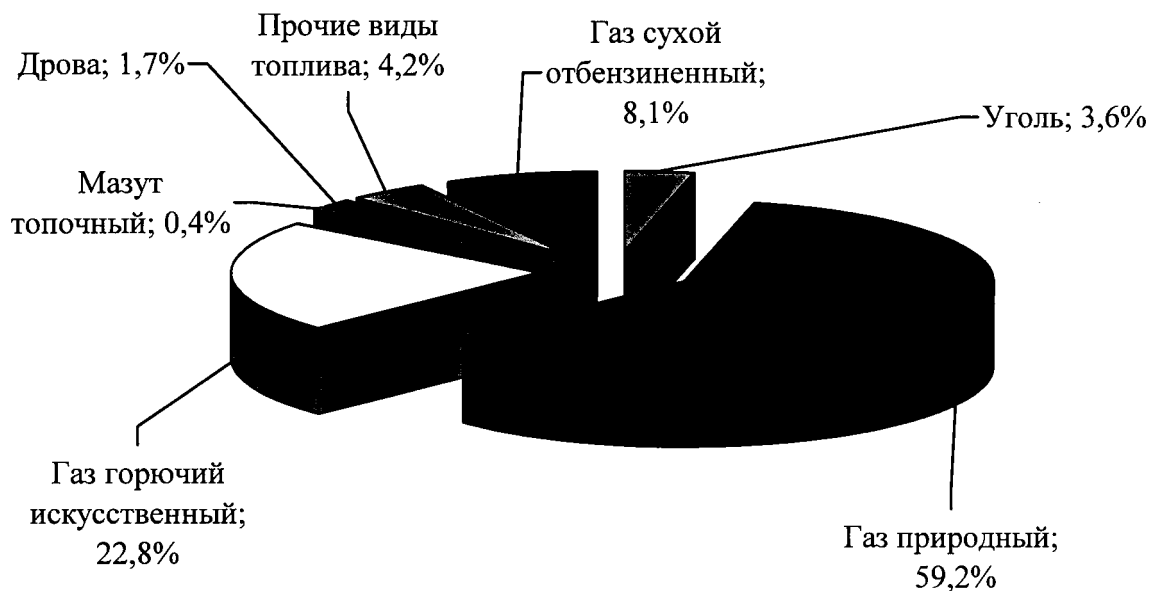
Наименование	2013
Производство, млн. Гкал.:	13,87
ТЭС	5,988
Котельные	7,168
Прочие установки	1,796
Потребление, всего	1,035
Промышленность	6,776
Энергетика	
Сельское хозяйство	0,598
Транспорт и связь	
Домашние хозяйства и сфера услуг	
Прочие	0,09
Потери	0,868

3.16. Структура расхода топлива на производство электроэнергии

Виды топлива	2000	2009	2010	2011	2012	2013
Всего	100	100	100	100	100	100
Уголь	14,0	14,5	17,2	11,9	11,2	19,8
Газ природный	51,3	45,1	49,0	54,2	52,4	34,7
Газ горючий искусственный	30,8	38,5	32,6	32,3	34,8	35,6
Прочие виды топлива	3,9	1,9	1,2	1,6	1,6	1,3
Газ сухой отбензиненный	-	-	-	-	-	8,6



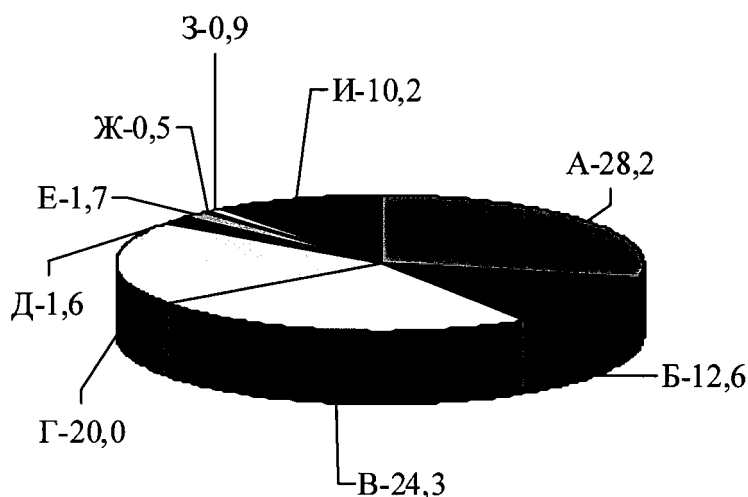
3.17. Структура расхода топлива на производство тепловой энергии



Структура расхода топлива на производство тепловой энергии

	2000	2009	2010	2011	2012	2013
Всего	100	100	100	100	100	100
Уголь	4,3	4,3	4,0	3,7	3,6	3,6
Газ природный	67,7	68,2	68,0	65,2	68,5	59,2
Газ горючий искусственный	19,1	19,8	21,3	23,1	21,1	22,8
Мазут топочный	1,3	0,3	0,5	0,4	0,3	0,4
Дрова	3,1	2,5	2,1	1,9	1,7	1,7
Прочие виды топлива	4,7	4,9	4,1	5,7	4,8	4,2
Газ сухой отбензиненный	-	-	-	-	-	8,1

3.18. Структура использования топлива (включая отпуск населению) по видам в 2013 году (в процентах)



- А – Газ природный
- Б – Газ искусственный
- В – Уголь
- Г – Кокс металлургический, сухой
- Д – Бензин
- Е – Дизельное топливо
- Ж – Дрова для отопления
- З – Прочие виды топлива
- И – Газ отбензиненный

3.19. Использование предприятиями теплоэнергии (тыс.Гкал)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Всего	16378	15306	15759	15475	15420	13870
Сельское хозяйство, охота и лесозаготовки	754,5	669,1	764,3	580,6	572,9	524,7
Рыболовство, рыбоводство	2,5	4,9	4,1	2,4	3,3	3,4
Добыча полезных ископаемых	3,1	2,7	0,6	1,3	0,1	-
Обрабатывающие производства	12847	12492	12751	12554	12529	11178
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	795,4	341,9	413,9	411,5	471	403,2
Строительство	65,6	45,8	71,1	78,3	100,1	55,8
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	75,8	70,4	67,6	56,1	68,1	69,5
Гостиницы и рестораны	32,1	26,7	24,6	18,4	11,3	8,7
Транспорт и связь	293,4	268,2	297,3	498	370,3	349,4
Образование	327,3	322,8	334,4	301,1	357	338,7
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	278,5	277,5	289,9	293,8	292,6	293,8
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	115,6	113,8	138,4	128,3	134,1	141,4
Прочие виды деятельности	787,3	669,8	601,5	550,6	509,9	503,5

3.20. Топливо-энергетический баланс Вологодской области

Доля собственных энергоресурсов (дров, торфа и отходов лесозаготовок для отопления) в энергетическом балансе области около 8%, поэтому поставка первичных энергоресурсов почти полностью осуществляется из других регионов России. Наибольший удельный вес в потреблении первичных энергоресурсов имеет природный газ, который поступает в область из Западной Сибири по газопроводу «Сияние Севера».

Второе место занимает каменный уголь, что объясняется развитой металлургической промышленностью. Уголь завозится из Воркутинского и Кузнецкого бассейнов, причем подавляющая часть завозимого угля – коксующиеся угли.

Топливо-энергетический баланс Вологодской области за 2014 год

Строки баланса	Номер строк баланса	Уголь	Нефте-продукты	При-родный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепло-вая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	359 357	36 570	0	0	395 926
Ввоз	2	5 480 930	1 109 397	12 497 291	0	0	2 310 556	0	21 398 174
Вывоз	3	-2 625	-315 175	-4 215 063	-80 736	0	-402 246	0	-5 015 844
Изменение запасов	4	-95 999	-5 186	24	6 737	0	0	0	-94 424
Потребление первичной энергии	5	5 382 306	789 036	8 282 252	285 358	36 570	1 908 310	0	16 683 832
Статистическое расхождение	6	0	65 833	243 834	1 133	0	181 634	-5 030	487 405
Производство электрической энергии	7	-1 441 404	-1 251	-1 126 280	-32 797	0	2 785 362	0	183 630
Производство тепловой энергии	8	-603 979	-10 604	-1 542 758	-135 469	0	156 656	2 061 135	-75 019
Теплоэлектро-станции	8.1	-542 736	-50	-538 424	-34 426	0	80 827	889 874	-144 934
Котельные	8.2	-61 243	-10 554	-1 004 334	-101 043	0	75 087	1 065 247	-36 841
Электрокотель-ные и теплоутилиза-ционные	8.3	0	0	0	0	0	742	267	1 009

установки										
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	0	0	0	0	0	-250 597	0	-250	597
Потери при передаче	11	0	0	0	0	0	-404 354	-129 123	-533	477
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	4 637 434	711 348	5 369 380	115 959	0	3 781 258	1 937 042	16 552	420
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	608	58 054	94 807	26 947	0	70 397	78	250 891	
Промышленность	14	1 281 277	49 173	3 376 956	23 704	0	2 521 111	1 005 453	8 257 674	
Агломерат железорудный и марганцевый	14.1	51 496	0	13 255	0	0	188 960	25 594	279 305	
Доменное дутье (при t=20 С и P=1,4 атм)	14.2	172 429	0	35 943	0	0	123 502	0	331 874	
Кислород	14.3	0	0	0	0	0	218 969	59 939	278 908	
Сжатый воздух (при t=20 С и P=1,4 атм)	14.4	0	0	0	0	0	203 172	59	203 231	
Обогрев кауперов (при t=20 С и P=1,4 атм)	14.5	566 386	0	614	0	0	0	0	567 000	
Чугун	14.6	0	0	1 026 683	0	0	84 353	20 859	1 131 895	
Сталь кислородно-конвертерная (без учета расхода энергии на производство кислорода)	14.7	0	0	53 636	0	0	169 769	13 410	236 816	
Электросталь	14.8	0	0	40 422	0	0	162 947	2 541	205 910	
Прокат черных металлов (включая поковки из слитков)	14.9	0	0	729 483	0	0	451 534	55 510	1 236 528	
Трубы стальные	14.10	0	0	0	0	0	9 407	0	9 407	
Кокс 6% влажности	14.11	0	0	0	0	0	70 342	142 043	212 386	
Обогрев коксовых батарей	14.12	490 713	0	0	0	0	0	0	490 713	
Огнеупорные изделия	14.13	0	0	4 100	0	0	909	0	5 009	
Серная кислота в моногидрате	14.14	0	0	1 082	0	0	40 393	7 617	49 092	
Аммиак синтетический	14.15	0	0	611	0	0	52 023	16 730	69 364	
Калийные удобрения (в	14.16	0	0	10 143	0	0	56 199	86 926	153 268	

пересчете на 100% К2О)									
Фосфатные удобрения (в пересчете на 100% P2O5)	14.17	0	0	21 251	0	0	111 061	86 926	219 238
Карбамид (мочевина) в пересчете на 100% N2	14.18	0	0	0	0	0	44 931	171 782	216 713
Аммиачная селитра	14.19	0	0	0	0	0	4 250	123 799	128 049
Синтетические смолы и пластические массы	14.20	0	0	0	0	0	985	14 154	15 138
Литье чугунное (без термообработки)	14.21	0	0	2 599	0	0	2 071	4 042	8 712
Литье стальное (без термообработки)	14.22	0	0	1 436	0	0	0	0	1 436
Термообработка металлов	14.23	0	0	108 789	0	0	0	0	108 789
Заготовка и первичная переработка древесины	14.24	0	7 875	0	503	0	3 173	0	11 551
Сушка пиломатериалов	14.25	0	47	0	129	0	9 845	744	10 765
Фанера клееная	14.26	0	0	13 834	2 970	0	17 844	21 138	55 786
Древесно-волоконистые плиты твердые	14.27	0	0	0	0	0	12 126	21 472	33 598
Древесно-стружечные плиты	14.28	0	13 484	28 487	19 191	0	37 602	19 037	117 801
Целлюлоза	14.29	0	0	0	0	0	4 538	9 141	13 680
Бумага	14.30	0	0	0	0	0	16 960	10 097	27 057
Картон	14.31	0	0	0	0	0	7 672	19 529	27 202
Материалы строительные (нерудные)	14.32	0	895	0	0	0	1 231	8 546	10 672
Кирпич строительный	14.33	0	0	1 317	0	0	2 812	0	4 129
Конструкции и изделия сборные железобетонные	14.34	0	0	0	0	0	960	4 269	5 230
Производство тканей, обуви, мясо-молочных и мучных изделий	14.35	253	0	0	822	0	23 548	33 826	58 449
Очистка сточных вод	14.36	0	0	0	28	0	107 470	0	107 498
Отопление теплиц	14.37	0	0	0	61	0	16 695	1 827	18 583
Перекачка воды для мелиорации и водоснабжения	14.38	0	0	0	0	0	1 542	1 360	2 902
Работа сельскохозяйственных тракторов и комбайнов	14.39	0	15 304	0	0	0	4 416	22 348	42 067

Работа подъемно-транспортных и строительно-дорожных машин и механизмов	14.40	0	9 479	0	0	0	0	186	9 665
в том числе работа бульдозеров	14.41	0	2 089	0	0	0	151	0	2 240
Прочая промышленность	14.42	0	0	0	0	0	256 749	0	256 749
Строительство	15	1 858	3 230	2 105	0	0	22 740	8	29 942
Транспорт и связь	16	7 426	80 503	1 565 007	3 891	0	491 363	29 729	2 177 918
Железнодорожный	16.1	3 208	10 590	5 694	0	0	321 157	16 311	356 960
Трубопроводный	16.2	0	0	1 558 353	0	0	135 939	0	1 694 292
Автомобильный	16.3	0	0	960	0	0	0	0	960
Прочий	16.4	0	20 977	0	0	0	34 267	13 418	68 661
Сфера услуг	17	9 327	30 269	12 382	29 979	0	290 914	107	372 979
Население	18	14	490 102	213 356	16 127	0	384 732	901 666	2 005 998
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	3 336 923	16	1 346 450	15 311	0	0	0	4 698 701

3.21. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

На территории области на балансе Вологодского предприятия магистральных электрических сетей - филиала ОАО «ФСК ЕЭС» находятся:

ПС – 750 кВ – 1 (2*1251+501 МВА);

ПС – 500 кВ – 2 (2*(2*501) МВА);

ПС - 220 кВ - 9 (2198 МВА).

на балансе филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» находятся 87 ПС - 110 кВ (1622,5 МВА); а также 40 ПС напряжением 110-220 кВ потребителей и сетевых организаций.

Основными источниками питания сети 110 кВ являются опорные ПС 220/110/35/10/6кВ «Вологда-Южная», РПП-1 220/110/10кВ (г. Череповец), ПС 220/110/35/10/6кВ «Сокол».

3.22. Основные внешние связи энергосистемы

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

Вологодская энергосистема имеет электрические связи:

с ОЭС Центра - Тверская, Костромская и Ярославская энергосистемы;

с ОЭС Северо-Запада - Ленинградская, Новгородская, Архангельская и Карельская энергосистемы;

с ОЭС Урала - Кировская энергосистема.

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

Часть электроэнергии поступает в область по линиям 220-110 кВ из энергосистем Костромской, Ярославской, Архангельской, Ленинградской областей:

ВЛ 220 кВ Белозерская - Пошехонье с отпайкой на ПС 220 кВ Зашекснинская;

КВЛ 220 кВ Пошехонье – Вологда-Южная;

ВЛ 220 кВ Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС 220 кВ Зашекснинская;

ВЛ 220 кВ Пошехонье – Ростилово;

ВЛ 220 кВ Харовская (тяговая) – Коноша с отпайкой на ПС 220 кВ Кадниковский (тяговая);

ВЛ 220 кВ Явенга (тяговая) – Коноша;

ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) – Вохтога (тяговая);

ВЛ 110 кВ Никольск – Павино;

ВЛ 110 кВ Ростилово – Скалино (тяговая) с отпайкой на ПС 110 кВ Плоское;

ВЛ 110 кВ Верховажье – Вельск;

ВЛ 110 кВ Заовражье-РП Красавино I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Приводино;

ВЛ 110 кВ Заовражье-РП Красавино II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Приводино;

ВЛ 110 кВ Савватия - Сусоловка;

ВЛ 110 кВ Тарнога - Заячерецкая с отпайкой на ПС 110 кВ В. Спасский Погост;

ВЛ 110 кВ Бабаево – Подборовье с отпайкой на ПС 110 кВ Тешемля (тяговая);

ВЛ 110 кВ Ефимовская - Анисимово с отпайкой на ПС 110 кВ Сомино;

ВЛ 110 кВ Подпорожская – Белоусово I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Каршево –Андома;

ВЛ 110кВ Луза –Сусоловка.

3.23. Данные по ПС 750-220 кВ, эксплуатируемым Вологодским ПМЭС

№	Наименование	Год	Объект по состоянию на 1 января 2015 года										
			Количество ВЛ 750 кВ	Количество ВЛ 500 кВ	Количество ВЛ 220 кВ	Количество ВЛ 110 кВ	Количество ВЛ 35 кВ	Количество отходящих присоединений 6-10 кВ	Количество и мощность трансформаторов 750 кВ	Количество и мощность автотрансформаторов АТ 500 кВ	Количество и мощность автотрансформаторов АТ 220 кВ	Количество и мощность трансформаторов 110 кВ	Количество и мощность трансформаторов 10/10 кВ
1	ПС 750 кВ Белозерская	2004	1	2	5		1*	1*	2х (3х417)* *МВА	1х(3*167)			
2	ПС 500 кВ Череповецкая	1973		2	14			1*	-	2х (3х167)* *МВА)			
3	ПС 500 кВ Вологодская	1983		2	6			1*		2х (3х167)* *МВА)			
4	ПС 220 кВ Вологда- Южная	2013			4	11	6	23			4х150 МВА	2х40МВА	2х10МВА
5	ПС 220 кВ Сокол	1964			2	11	5	18			2х125 МВА	2х16 МВА	2х16 МВА
6	ПС 220 кВ Ростилово	1972			2	3		30			2х125 МВА		2х40 МВА
7	ПС 220 кВ РПП-1	1962			3	12		7			2х200 МВА	2х10 МВА	
8	ПС 220 кВ Зашекснинская	1985			2	2		13			2х63 МВА		2х40 МВА
9	ПС 220 кВ Первомайская	1991			2			17			2х40 МВА		
10	ПС 220 кВ РПП- 2	1969			17			3*					

**3.24. Технические характеристики подстанций 110 кВ
филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» -
техническое состояние и возрастная структура
основного оборудования ПС 110 кВ**

№	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы		
								2016г.	2018г.	2020г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЧЭС										
1	Искра	110/10	Т-1	ТДН	40	2011	хорошее	5	7	9
		110/10	Т-2	ТДН	40	2011	хорошее	5	7	9
2	Заягорба	110/10	Т-1	ТРДН	40	2007	хорошее	9	11	13
		110/10	Т-2	ТРДН	40	2007	хорошее	9	11	13
3	Стеклозавод	110/10	Т-1	ТДН	10	2008	хорошее	8	10	12
		110/10	Т-2	ТДН	10	2008	хорошее	8	10	12
4	Анисимово	110/10	Т-1	ТМН	2,5	2003	хорошее	13	15	17
		110/10	Т-2	ТМН	6,3	1990	хорошее	26	28	30
5	Бабаево	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	2011	удовлетворительное	5	7	9
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	2006	удовлетворительное	10	12	14
6	Батран	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1992	удовлетворительное	24	26	28
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1993	удовлетворительное	23	25	27
7	Желябово	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1970	требуется замена	46	48	50
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1997	требуется замена	19	21	23
8	Загородная	110/10	Т-1	ТДН	10	1976	удовлетворительное	40	42	44
		110/10	Т-2	ТДН	10	1982	удовлетворительное	34	36	38
9	Заполье	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1987	удовлетворительное	29	31	33
10	Избоищи	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	2005	удовлетворительное	11	13	15
11	Енюково*	110/10	Т-1	ТМН	6,3	2009	удовлетворительное	7	9	11
		110/10	Т-2	ТМН	6,3	2009	удовлетворительное	7	9	11
12	Кадуй	110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	2007	удовлетворительное	7	9	11
		110/35/10	Т-2	ТМТН	6,3	1993	удовлетворительное	21	23	25
13	Климовское	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	1979	удовлетворительное	35	37	39
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	2005	удовлетворительное	9	11	13
14	Коротово	110/35/10	Т-2	ТДТН	10	2002	удовлетворительное	12	14	16
		110/35/10	Т-1	ТМТН	6,3	1969	удовлетворительное	45	47	49
15	Нелазское	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1982	удовлетворительное	32	34	36
		110/10	Т-2	ТМН	2,5	1980	удовлетворительное	34	36	38
16	Нифантово	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	2006	удовлетворительное	8	10	12
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	2006	удовлетворительное	8	10	12
17	Новые Углы	110/35/10	Т-1	ТДТН	25	1977	удовлетворительное	37	39	41
		110/35/10	Т-2	ТДТН	25	1981	удовлетворительное	33	35	37
18	Петринево	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1980	удовлетворительное	34	36	38
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1980	удовлетворительное	34	36	38
19	Покровское	110/10	Т-1	ТМН	2,5	1986	удовлетворительное	28	30	32
20	Поселковая	110/10	Т-1	ТДН	10	2012	удовлетворительное	2	4	6
		110/10	Т-2	ТДН	10	1975	удовлетворительное	39	41	43
21	Суда	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1969	требуется замена	45	47	49
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1980	требуется замена	34	36	38
22	Устюжна	110/35/10	Т-1	ТДТН	10	1978	требуется замена	36	38	40
		110/35/10	Т-2	ТДТН	10	1969	требуется замена	45	47	49
23	Чагода	110/35/10	Т-1	ТДТН	16	2003	хорошее	11	13	15
		110/35/10	Т-2	ТДТН	16	2003	хорошее	11	13	15
24	Шексна	110/35/6	Т-1	ТДТН	40	1984	удовлетворительное	30	32	34

		110/35/6	T-2	ТДТН	40	1984	удовлетворительное	30	32	34
Суммарная мощность ЧЭС, МВА					615,3					
ТЭС										
1	Тотьма-1	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1968	хорошее	46	48	50
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1995	хорошее	19	21	23
2	Погорелово	110/35/10	T-1	ТДТН	16	1980	хорошее	34	36	38
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	1979	хорошее	35	37	39
3	Бабушкино	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1987	удовлетворительное	27	29	31
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1977	удовлетворительное	37	39	41
4	Гарнога	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2014	хорошее	2	4	6
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2014	хорошее	2	4	6
5	Верховажье	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1993	удовлетворительное	21	23	25
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1993	удовлетворительное	21	23	25
6	Чушевицы	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1990	удовлетворительное	24	26	28
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1990	удовлетворительное	24	26	28
7	Тотьма-2	110/10	T-1	ТДН	10	1970	удовлетворительное	44	46	48
		110/10	T-2	ТДН	10	1995	удовлетворительное	19	21	23
8	В.Спасский Погост	110/10	T-1	ТМН	2,5	1981	удовлетворительное	33	35	37
9	Царева	110/10	T-1	ТМТ	6,3	1985	удовлетворительное	29	31	33
10	Власьевская	110/10	T-1	ТАМ	2,5	1970	удовлетворительное	44	46	48
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1999	удовлетворительное	15	17	19
11	Ляменьга	110/10	T-1	ТМН	2,5	1983	удовлетворительное	31	33	35
12	Рослятино	110/10	T-1	ТМН	2,5	2013	отличное	1	3	5
		110/10	T-2	ТМН	2,5	2013	отличное	1	3	5
Суммарная мощность ТЭС, МВА					165,9					
ВЭС										
1	Ананьино	110/35/6	T-1	ТДТНГ	10	1980	удовлетворительное	34	36	38
2	Биряково	110/10	T-1	ТМН	2,5	2001	хорошее	13	15	17
		110/10	T-2	ТМН	2,5	2003	хорошее	11	13	15
3	Вожега	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1991	хорошее	23	25	27
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1991	хорошее	23	25	27
4	Воробьево	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1979	удовлетворительное	35	37	39
5	Восточная	110/35/10	T-1	ТДТН	40	2013	отличное	1	3	5
		110/35/10	T-2	ТДТН	40	1988	удовлетворительное	26	28	30
6	Вохтога	110/10	T-1	ТДН	10	1977	удовлетворительное	37	39	41
		110/10	T-2	ТДН	10	1977	удовлетворительное	37	39	41
7	ГДЗ	110/6	T-1	ТДН	10	1987	удовлетворительное	27	29	31
		110/6	T-2	ТДН	10	1986	удовлетворительное	28	30	32
8	Грязовец	110/35/10	T-1	ТДТН	25	2009	удовлетворительное	5	7	9
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1996	удовлетворительное	18	20	22
9	Жерноково	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1982	удовлетворительное	32	34	36
10	Западная	110/35/6	T-1	ТДТНГ	40,5	1969	удовлетворительное	45	47	49
		110/35/6	T-2	ТДТН	40	1978	удовлетворительное	36	38	40
11	Кадников	110/10	T-1	ТДН	10	2006	хорошее	8	10	12
		110/10	T-2	ТДН	10	2006	хорошее	8	10	12
12	Кипелово	110/10	T-1	ТДН	16	1980	удовлетворительное	34	36	38
		110/10	T-2	ТДН	16	1980	удовлетворительное	34	36	38
13	Кубенское	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1986	удовлетворительное	28	30	32
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1986	удовлетворительное	28	30	32
14	Луговая	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1980	удовлетворительное	34	36	38
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1980	удовлетворительное	34	36	38
15	Никольский Погост	110/10	T-1	ТМН	2,5	1994	удовлетворительное	20	22	24
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1996	удовлетворительное	18	20	22
16	Нефедово	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	1985	удовлетворительное	29	31	33
17	Новленское	110/10	T-1	ТДН	10	1989	хорошее	25	27	29
		110/10	T-2	ТДН	10	1991	хорошее	23	25	27

18	Плоское	110/10	T-1	ТМН	2,5	1986	удовлетворительное	28	30	32
19	Пундуга	110/10	T-1	ТМ	2,5	1994	удовлетворительное	20	22	24
20	Семигородня	110/10	T-1	ТМН	2,5	2005	хорошее	9	11	13
21	Сямжа	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1978	удовлетворительное	36	38	40
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1980	удовлетворительное	34	36	38
22	Харовск-районная	110/35/10	T-1	ТДТН	25	1996	хорошее	18	20	22
		110/35/10	T-2	ТДТН	25	1984	хорошее	30	32	34
23	Центральная	110/10/6	T-1	TOTRc	40	2010	хорошее	4	6	8
		110/10/6	T-2	TOTRc	40	2008	хорошее	6	8	10
24	Чекшино	110/10	T-1	ТМН	2,5	1982	удовлетворительное	32	34	36
25	Шуйское	110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	1981	удовлетворительное	33	35	37
Суммарная мощность ВЭС, МВА					617,7					
ВУЭС										
1	Великий Устюг	110/35/6	T-1	ТДТН	16	1982	удовлетворительное	32	34	36
		110/35/6	T-2	ТДТН	16	1976	удовлетворительное	38	40	42
2	Дымково	110/35/10	T-1	ТДТН	10	2000	удовлетворительное	14	16	18
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2000	удовлетворительное	14	16	18
3	Приводино	110/35/10	T-1	ТМТН	16	2007	хорошее	7	9	11
			T-2	ТМТН	16	2007	хорошее	7	9	11
4	Кич-Городок	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1983	удовлетворительное	31	33	35
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1967	удовлетворительное	47	49	51
5	Никольск	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1984	удовлетворительное	30	32	34
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	2012	удовлетворительное	2	4	6
6	НПС	110/35/10	T-1	ТДТН	16	2013	хорошее	3	5	7
		110/35/10	T-2	ТДТН	16	2013	хорошее	3	5	7
7	Полдарса	110/10	T-1	ТМН	2,5	1995	удовлетворительное	19	21	23
		110/10	T-2	ТАМГ	2,5	1965	удовлетворительное	49	51	53
8	Усть-Алексеево	110/10	T-1	ТМТН	6,3	2004	удовлетворительное	10	12	14
		110/10	T-2	ТМТН	6,3	1976	удовлетворительное	38	40	42
9	Борки	110/6	T-1	ТДТН	10	1983	Большой физический износ силовых трансформаторов	31	33	35
		110/6	T-2	ТДТНГ	10	1965	Большой физический износ силовых трансформаторов	49	51	53
10	Сусоловка	110/10	T-1	ТМН	2,5	2012	удовлетворительное	2	4	6
11	Калинино	110/10	T-1	ТМН	2,5	2013	удовлетворительное	3	5	7
		110/10	T-2	ТМ	6,3	1980	удовлетворительное	34	36	38
12	Зеленцово	110/10	T-1	ТАМГ	2,5	1968	удовлетворительное	46	48	50
			T-2	ТМН	2,5	1990	удовлетворительное	24	26	28
13	Вострое	110/10	T-1	ТАМГ	2,5	1970	удовлетворительное	44	46	48
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1988	удовлетворительное	26	28	30
Суммарная мощность ВУЭС, МВА					214,9					
КЭС										
1	Кириллов	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1986	удовлетворительное	28	30	32
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1988	удовлетворительное	26	28	30
2	Коварзино	110/35/10	T-1	ТДТН	6,3	1992	удовлетворительное	22	24	26
3	Вашки	110/35/10	T-1	ТДТН	10	1988	удовлетворительное	26	28	30
		110/35/10	T-2	ТДТН	10	1991	удовлетворительное	23	25	27
4	Белоусово	110/35/6	T-1	ТДТН	16	1971	удовлетворительное	43	45	47
		110/35/6	T-2	ТДТН	16	2012	хорошее	2	4	6
5	Мегра	110/10	T-2	ТДМ	2,5	1979	удовлетворительное	35	37	39
6	Антушево	110/35/10	T-1	ТМТН	6,3	2011	хорошее	3	5	7
		110/35/10	T-2	ТМТН	6,3	2011	хорошее	3	5	7

7	Белозерск	110/10	T-1	ГДТН	10	1970	хорошее	44	46	48
		110/35/10	T-2	ГДТН	10	1989	хорошее	25	27	29
8	Восточная	110/35/10	T-1	ГДТН	16	2002	хорошее	12	14	16
		110/35/10	T-2	ГДТН	16	2002	хорошее	12	14	16
9	Андома	110/10	T-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	18	20	22
		110/10	T-2	ТМН	2,5	1996	хорошее	18	20	22
10	Бечевинка	110/10	T-1	ТМН	2,5	2007	удовлетворительное	7	9	11
11	Ферапонтово	110/10	T-2	ТМ	6,3	1993	хорошее	21	23	25
		110/10	T-1	ТМН	2,5	1996	хорошее	18	20	22
12	Н-Торжок	110/10	T-1	ТМН	6,3	1996	хорошее	18	20	22
		110/10	T-2	ТМН	6,3	1996	хорошее	18	20	22
13	Устье	110/10	T-1	ТМН	2,5		хорошее	-	-	-
Суммарная мощность КЭС, МВА					176,8					
Всего по филиалу «Вологдаэнерго»					1790,6					

3.25. Техническое состояние и возрастная структура оборудования 35 кВ на ПС 110 кВ

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Напряжение, кВ	Диспетчерское название	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию.	Техническое состояние	Срок службы		
									2016	2018	2020
ЧЭС											
1	Избоищи	110/35/10	35/10	T-2	ТМ	1,6	1982	удовлетворительное	34	36	38
2	Шексна	110/35/10-6	35/10	T-3	ТМН	6,3	1984	удовлетворительное	32	34	36
3				T-4	ТМН	6,3	1984	удовлетворительное	32	34	36
ВЭС											
4	Плоское	110/35/10	35/10	T-2	ТМ	2,5	1970	удовлетворительное	46	48	50
5	Шуйское	110/35/10	35/10	T-1	ТМН	2,5	1983	удовлетворительное	33	35	37
КЭС											
6	Белоусово	110/35/6	35/10	T-3	ТМ	0,56	1975	удовлетворительное	41	43	45
Всего, МВА						7,16					

3.26. Загрузка трансформаторов 110 кВ и резерв пропускной способности подстанций

№	Параметры трансформаторов ПС				Загрузка в совмещенный с ЕЭС максимум					Коэффициент загрузки		Резерв	Примечание
	наименование ПС	диспетчерское наименование	тип	S ном, кВА	2010	2011	2012	2013	2014	2014	2014	2014	
					S факт, кВА	S факт, кВА	S факт, кВА	S факт, кВА	S факт, кВА	Кз норм	Кз авар	S резерв, МВА	
ВЭС													
1	Центральная 110/10/6кВ	T-1	TOTRc	40 000	13 067	9 175	15 153	10 135	12 388	0,31	0,57	19,197	
		T-2	TOTRc	40 000	10 846	11 913	10 802	15 239	10 491	0,26	0,57		
2	Восточная 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	40 000	10 611	9 970	10 250	8 733	7 293	0,18	0,81	9,734	
		T-2	ТДТН	40 000	17 434	19 637	21 958	23 450	25 084	0,63	0,81		
3	Луговая 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	11 216	20 578	13 769	13307	13153	0,53	0,89	4,079	
		T-2	ТДТН	25 000	11 939	0	10 418	9700	9158	0,37	0,89		
4	Западная 110/35/6кВ	T-1	ТДТНГ	40 000	37 602	18 498	33 430	30461	29611	0,73	0,96	3,495	
		T-2	ТДТН	40 000	18 897	18 500	10 998	10996	9463	0,24	0,98		
5	Кубенское 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	10 348	7 133	8 916	9518	9003	0,90	1,63	-5,771	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного трансформатора, замена на 2x25 МВА
		T-2	ТДТН	10 000	7 234	6 024	7 355	7081	7343	0,73	1,63		
6	Кипелово 110/10кВ	T-1	ТДН	16 000	2 142	2 009	2 432	2166	2221	0,14	0,23	13,184	
		T-2	ТДН	16 000	1 419	1 291	1 353	1040	4124	0,09	0,23		
7	Ананьино 110/35/6кВ	T-1	ТДТНГ	10 000	3 551	3 493	4 151	5348	5256	0,53	н.д.	4,744	
8	Новленское 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	1 709	1 616	2 088	1616	1709	0,17	0,19	8,614	
		T-2	ТДН	10 000	466	449	539	500	177	0,02	0,19		
9	Нефедово 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	1 213	1 079	1 308	1063	1063	0,17	н.д.	5,237	
10	Грязовец 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	6 625	6 580	7 449	7574	14081	0,56	0,61	10,944	
		T-2	ТДТН	25 000	8 082	7 005	7 753	7903	7654	0,31	0,61		

11	Вохтога 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	6 762	6 024	7 806	6425	7209	0,72	1,34	-2,876	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного трансформатора, замена на 2х16 МВА
		T-2	ТДН	10 000	6 137	6 675	6 710	7332	6173	0,62	1,34		
12	Плоское 110/35/10кВ	T-1	ТМН	2 500	687	337	959	1133	964	0,39	0,57	1,200	
		T-2	ТМ	2 500	403	363	485	386	475	0,19	0,57		
13	Жернаково 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	1 186	1 419	1 709	1200	1063	0,17	н.д.	5,237	
14	ГДЗ 110/6-10кВ	T-1	ТДН	10 000	0	0	2 227	2532	2376	0,24	0,36	6,874	
		T-2	ТДН	10 000	2 015	3 106	3 634	1267	1267	0,13	0,36		
15	Биряково 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	451	444	497	397	409	0,16	0,36	1,723	
		T-2	ТМН	2 500	414	396	488	390	498	0,20	0,36		
16	Кадников 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	4 955	4 440	4 235	4780	4115	0,41	0,59	4,622	
		T-2	ТДН	10 000	969	939	2 044	1309	1780	0,18	0,59		
17	Воробьево 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	802	726	735	553	681	0,11	н.д.	5,754	
18	Чекшино 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	655	538	782	621	694	0,28	н.д.	1,806	
19	Вожега 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1 558	1 373	1 558	3980	1208	0,12	0,49	5,646	
		T-2	ТДТН	10 000	3 618	3 699	4 197	1382	3758	0,38	0,49		
20	Харовск(р) 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	7 155	6 119	7 455	6334	7159	0,29	0,43	15,589	
		T-2	ТДТН	25 000	2 235	3 056	3 043	3799	3581	0,14	0,43		
21	Семигородня 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	710	641	732	540	487	0,19	н.д.	2,013	
22	Н.Погост 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	170	201	188	165	180	0,07	0,10	2,371	
		T-2	ТМН	2 500	75	59	130	66	75	0,03	0,10		
23	Пундуга 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	429	434	437	386	371	0,15	н.д.	2,129	
24	Сямжа 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 864	2 704	3 640	2786	2597	0,26	0,43	6,230	
		T-2	ТДТН	10 000	1 612	1 496	2 088	1736	1680	0,17	0,43		
25	Шуйское 110/35/10кВ	T-1	ТМН	2500	0	0	0	0	0	0	0	3,764	
		T-2	ТМТН	6 300	2 475	2 170	2 912	2710	2536	0,4	-		
ЧЭС													
26	Искра 110/10кВ	T-1	TOTRc	40 000	-	211	10 720	9955	0	0	0,52	21,053	
		T-2	TOTRc	40 000	-	1 907	11 948	11673	20947	0,52	0,52		
27	Нелазское 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	734	768	933	1043	1088	0,44	0,63	1,048	
		T-2	ТМН	2 500	308	377	439	464	504	0,2	0,63		

28	Загородная 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	1728	2 637	2 953	2796	3634	0,36	0,57	4,850	
		T-2	ТДН	10 000	4079	2 838	2 839	2935	2119	0,21	0,57		
29	Заягорба 110/10кВ	T-1	ТРДН	40 000	-	10 333	9 858	11662	22821	0,57	0,59	18,588	
		T-2	ТРДН	40 000	-	13 703	16 240	13903	11536	0,29	0,59		
30	Енюково 110/6-10кВ	T-1	ТМН	6 300	1826	1 319	1 835	1430	1744	0,28	0,40	4,093	
		T-2	ТМН	6 300	-	628	591	656	787	0,12	0,40		
31	Новые Углы 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	4555	4 936	4 151	4135	3041	0,12	0,47	14,598	
		T-2	ТДТН	25 000	6300	3 966	6 955	6149	8697	0,35	0,47		
32	Климовская 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	4052	3 753	3 963	3508	3190	0,2	0,22	13,304	
		T-2	ТДТН	10 000	768	1 149	1 456	0	316	0,03	0,35		
33	Петринево 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1116	830	1 217	490	1313	0,13	0,22	8,268	
		T-2	ТДТН	10 000	814	786	949	757	922	0,09	0,22		
34	Коротово 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2392	2 110	3 151	2883	3138	0,31	0,57	4,801	
		T-2	ТМТН	6 300	1633	1 751	2 447	2422	2639	0,42	0,90		
35	Суда 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	4532	3 920	5 222	5367	5304	0,53	0,83	2,151	
		T-2	ТДТН	10 000	1595	2 441	3 103	3222	3123	0,31	0,83		
36	Батран 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2010	2 020	1 443	2837	2376	0,24	0,70	3,452	
		T-2	ТДТН	10 000	4345	4 067	4 846	4742	4691	0,47	0,70		
37	Устюжна 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	4547	4 836	6 115	5789	5555	0,56	1,28	-2,260	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного трансформатора, замена на 2x16 МВА
		T-2	ТДТН	10 000	8256	6 590	8 495	7445	7241	0,72	1,28		
38	Желябово 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	1265	1 243	1 824	1699	1917	0,77	0,99	0,155	
		T-2	ТМН	2 500	379	394	482	531	553	0,22	0,99		
39	Чагода 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	6670	5 091	6 065	3957	5698	0,36	0,92	2,071	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного трансформатора, перевод нагрузок
		T-2	ТДТН	16 000	10044	9 390	10 844	8522	9404	0,59	0,92		
40	Анисимово 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	10	8	29	52	53	0,02	0,97	0,202	
		T-2	ТМН	6 300	2045	2 064	2 146	2382	2375	0,38	0,97		
41	Покровское 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	250	189	199	192	183	0,07	н.д.	2,317	

42	Избоищи 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	6504	694	696	559	515	0,05	9,423		
		T-2	ТМ	1600				397	403	0,25			
43	Стеклозавод 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	-	5 688	5 962	698	213	0,02	10,273		
		T-2	ТДН	10 000	-	19	16	19	16	0		0,02	
44	Шексна 110/35/6-10кВ	T-1	ТДТН	40 000	16768	14 425	17 357	15980	15470	0,39	5,822		
		T-2	ТДТН	40 000	23165	18 514	17 756	21976	20709	0,52		0,90	
45	Нифонтово 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2343	4 033	5 107	5245	2744	0,27	2,383		
		T-2	ТДТН	10 000	3263	3 739	2 868	2692	5387	0,54		0,81	
46	Кадуй 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	3724	3 600	4 499	4655	3910	0,62	1,121		
		T-2	ТМТН	6 300	936	1 039	1 551	1504	1940	0,31		0,87	
48	Поселковая 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	1747	1 881	2 272	1683	2127	0,21	5,642		
		T-2	ТДН	10 000	1581	2 412	3 819	4149	2773	0,28		0,49	
48	Бабаево 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	4229	7 433	10 128	9020	4852	0,3	3,259		
		T-2	ТДТН	16 000	4459	4 540	6 236	4882	8749	0,55		0,85	
49	Заполье 110/10кВ	T-2	ТМН	2 500	780	501	626	513	449	0,18	н.д.	2,051	
ВУЭС													
50	Борки 110/35/6кВ	T-1	ТДТН	10 000	2332	2 664	3 119	2360	2552	0,26	0,44	6,137	
		T-2	ТДТНГ	10 000	749	1 289	1 134	1514	1824	0,18	0,44		
51	В.Устюг 110/35/6кВ	T-1	ТДТН	16 000	6745	7 335	8 098	7627	6684	0,42	0,9	2,453	
		T-2	ТДТН	16 000	9101	8 174	8 525	8030	7665	0,48	0,9		
52	Дымково 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	3416	3 698	5 095	5209	5740	0,57	0,92	1,304	
		T-2	ТДТН	10 000	1096	2 329	3 603	3618	3528	0,35	0,92		
53	У.Алексеево 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	800	789	805	855	789	0,13	0,25	5,063	
		T-2	ТМТН	6 300	577	533	626	683	777	0,12	0,25		
54	Полдарса 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	528	626	1 105	623	917	0,37	0,37	1,708	
		T-2	ТАМГ	2 500	0	0	0	0	0	0	0,37		
55	Приводиное 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	7306	7 191	11 057	11646	6802	0,43	0,74	5,024	
		T-2	ТДТН	16 000	5272	5 234	-	4840	4988	0,31	0,74		
56	Сусоловка 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	471	449	505	391	365	0,15	н.д.	2,135	
57	К.Городок 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	3550	3 618	4 556	5718	4952	0,50	0,94	1,061	
		T-2	ТДТН	10 000	4176	4 708	4 303	3527	4934	0,49	0,94		
58	НПС 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	6555	6 395	8 182	6662	7084	0,44	0,76	4,716	
		T-2	ТДТН	16 000	3142	4 618	5 749	5334	5033	0,31	0,76		
59	Вострое 110/10кВ	T-1	ТАМГ	2 500	0	0	0	0	0	0	0,13	2,308	
		T-2	ТМН	2 500	447	313	440	334	317	0,13	0,13		
60	Никольск 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	3768	4 175	4 289	4318	4196	0,42	0,84	2,125	
		T-2	ТДТН	10 000	3643	4 525	4 226	4085	4203	0,42	0,84		
61	Калинино 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	507	519	436	523	789	0,32	0,31	1,615	
		T-2	ТМ	6 300	325	365	456	396	369	0,06	0,12		

62	Зеленцово 110/10кВ	T-1	ТАМГ	2 500	0	0	0	0	0	0	0,35	1,745	
		T-2	ТМН	2 500	885	819	914	818	880	0,35	0,35		
ТЭС													
63	В.С.Погост 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	656	680	693	626	947	0,38	н.д	1,743	
64	Власьевская 110/10кВ	T-1	ТАМ	2 500	0	0	0	0	0	0	0,48	1,419	
		T-2	ТМН	2 500	835	877	951	944	1206	0,48	0,48		
65	Тарнога 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2383	4 160	3 801	6654	6768	0,68	0,68	3,732	
		T-2	ТДТН	10 000	2246	2 552	2 259	0	0	0	0,68		
66	Тотьма-2 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	3274	2 712	2 490	3156	3410	0,34	0,41	6,443	
		T-2	ТДН	10 000	455	920	862	807	728	0,07	0,41		
67	Тотьма-1 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2082	1 777	2 084	2024	1911	0,19	0,54	5,117	
		T-2	ТДТН	10 000	3707	3 913	4 442	3860	3600	0,36	0,54		
68	Погорелово 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	6011	6 166	4 950	6326	5773	0,36	0,73	5,120	
		T-2	ТДТН	16 000	5469	5 157	5 934	4727	5908	0,37	0,73		
69	Царева 110/35/10кВ	T-1	ТМТ	6 300	977	591	711	581	618	0,1	н.д	1,138	
70	Бабушкино 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	5539	3 114	3 167	2886	2922	0,46	0,82	1,453	
		T-2	ТМТН	6 300	0	2 475	1 998	2323	2249	0,36	0,82		
71	Рослятино 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	1440	971	0	878	1156	0,46	0,91	0,359	
		T-2	ТМН	2 500	0	430	1 662	1260	1140	0,46	0,91		
72	Ляменьга 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	777	962	757	685	832	0,33	н.д	1,668	
73	Верховажье 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1183	1 439	2 021	1824	2197	0,22	0,65	4,041	
		T-2	ТДТН	10 000	4106	3 818	4 618	4920	4363	0,44	0,65		
74	Чушевицы 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	490	423	563	438	411	0,04	0,24	8,084	
		T-2	ТДТН	10 000	1368	1 576	1 572	1856	2040	0,2	0,24		
КЭС													
75	Кириллов 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1700	1 599	2 452	2427	2804	0,28	0,93	1,176	
		T-2	ТДТН	10 000	4810	5 186	7 456	8315	6522	0,65	0,93		
76	Ник. Торжок 110/10кВ	T-1	ТМН	6 300	804	789	1 051	1097	1196	0,19	0,26	4,958	
		T-2	ТМН	6 300	368	329	489	483	466	0,07	0,26		
77	Ферапонтово 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	632	632	215	172	180	0,07	0,26	1,976	
		T-2	ТМ	6 300	0	0	760	495	475	0,08	0,10		
78	Коварзино 110/35/10кВ	T-2	ТМТН	6 300	510	514	632	354	404	0,06	н.д	5,896	
79	Белозерск 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2410	2 717	3 479	3098	3036	0,3	0,70	3,492	
		T-2	ТДТН	10 000	2985	3 396	4 287	4090	3984	0,4	0,70		
80	Бечевинка 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	244	239	313	236	244	0,1	н.д	2,300	
81 82	Антушево Вашкино 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	3382	491	532	615	567	0,09	0,66	2,451	
		T-2	ТДТН	10 000	3341	2 844	2 783	2396	2827	0,38	0,66		6,164

		T-2	ТДТН	10 000	289	1 410	1 835	1464	1465	0,15	0,43		
83	Белоусово 110/35/6кВ	T-1	ТДТН	16 000	4896	4 097	6 212	4701	5249	0,33	0,35	11,165	
		T-2	ТДНТ	16 000	0	0	0	4663	461	0,03	0,35		
84	Андома 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	459	469	659	735	739	0,3	0,68		0,920
		T-2	ТМН	2 500	579	762	1 539	1138	977	0,39	0,68		
85	Восточная 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	2833	4 580	7 290	7493	6635	0,41	0,67	6,120	
		T-2	ТДТН	16 000	3721	3 885	3 752	4751	4050	0,25	0,67		
86	Мегра 110/10кВ	T-2	ТДМ	2 500	537	440	689	499	424	0,17	н.д.	2,076	
87	Устье 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	-	-	35	335	234	0,09	н.д.	2,266	
МУП города Череповца «Электросеть»													
88	ГПП-9 110/10/10кВ	T-1	ТРДН	25 000	15 552	16 612	15 592	13 561	15 010	0,6	0,99	0,3	
		T-2	ТРДН	25 000	12 020	11 783	10 469	8 564	9 761	0,39	0,99		

Загрузка трансформаторов 110 кВ и резерв пропускной способности подстанций с учетом зарезервированной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение на 1 января 2015 г.

№ п/п	Параметры трансформаторов ПС				Загрузка в совмещенный с ЕЭС максимум					Мощность по договорам на технологическое присоединение на 01.04.2015г.	Коэффициент загрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение	Резерв	Примечание
	наименование ПС	диспетчерское наименование	тип	S ном, кВА	2010	2011	2012	2013	2014				
					S факт, кВА	S факт, кВА	S факт, кВА	S факт, кВА	S факт, кВА	S резерв, МВА			
ВЭС													
1	Центральная 110/10/6кВ	T-1	TOTRc	40 000	13 067	9 175	15 153	10 135	12 388	26440	1,22	-9,319	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, перевод нагрузок
		T-2	TOTRc	40 000	10 846	11 913	10 802	15 239	10 491				
2	Восточная 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	40 000	10 611	9 970	10 250	8 733	7 293	3174	0,88	4,449	
		T-2	ТДТН	40 000	17 434	19 637	21 958	23 450	25 084				
3	Луговая 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	11 216	20 578	13 769	13307	13153	11927	1,3	-9,238	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2х40 МВА
		T-2	ТДТН	25 000	11 939	0	10 418	9700	9158				
4	Западная 110/35/6кВ	T-1	ТДТНГ	40 000	37 602	18 498	33 430	30461	29611	11236	1,2	-10,310	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2х63 МВА
		T-2	ТДТН	40 000	18 897	18 500	10 998	10996	9463				
5	Кубенское 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	10 348	7 133	8 916	9518	9003	1523	1,7	-7,869	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2х25 МВА
		T-2	ТДТН	10 000	7 234	6 024	7 355	7081	7343				
6	Кипелово 110/10кВ	T-1	ТДН	16 000	2 142	2 009	2 432	2166	2221	711	0,42	8,944	
		T-2	ТДН	16 000	1 419	1 291	1 353	1040	4124				
7	Ананьино 110/35/6кВ	T-1	ТДТНГ	10 000	3 551	3 493	4 151	5348	5256	0	0,52	4,744	

8	Новленское 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	1 709	1 616	2 088	1616	1709	1023	0,28	6,891	
		T-2	ТДН	10 000	466	449	539	500	177				
9	Нефедово 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	1 213	1 079	1 308	1063	1063	90	0,18	5,147	
10	Грязовец 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	6 625	6 580	7 449	7574	14081	1690	0,89	1,575	
		T-2	ТДТН	25 000	8 082	7 005	7 753	7903	7654				
11	Вохтога 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	6 762	6 024	7 806	6425	7209	313	1,3	-3,695	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2х16 МВА
		T-2	ТДН	10 000	6 137	6 675	6 710	7332	6173				
12	Плоское 110/35/10кВ	T-1	ТМН	2 500	687	337	959	1133	964	145	0,6	0,916	
		T-2	ТМ	2 500	403	363	485	386	475				
13	Жернаково 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	1 186	1 419	1 709	1200	1063	56	0,18	5,181	
14	ГДЗ 110/6-10кВ	T-1	ТДН	10 000	0	0	2 227	2532	2376	4065	0,73	2,292	
		T-2	ТДН	10 000	2 015	3 106	3 634	1267	1267				
15	Биряково 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	451	444	497	397	409	64	0,37	1,529	
		T-2	ТМН	2 500	414	396	488	390	498				
16	Кадников 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	4 955	4 440	4 235	4780	4115	849	0,64	3,256	
		T-2	ТДН	10 000	969	939	2 044	1309	1780				
17	Воробьево 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	802	726	735	553	681	142	0,13	5,477	
18	Чекшино 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	655	538	782	621	694	396	0,44	1,410	
19	Вожега 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1 558	1 373	1 558	3980	1208	178	0,49	4,856	
		T-2	ТДТН	10 000	3 618	3 699	4 197	1382	3758				
20	Харовск(р) 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	7 155	6 119	7 455	6334	7159	467	0,43	13,793	
		T-2	ТДТН	25 000	2 235	3 056	3 043	3799	3581				
21	Семигородняя 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	710	641	732	540	487	0	0,19	2,013	
22	Н.Погост 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	170	201	188	165	180	264	0,20	1,981	
		T-2	ТМН	2 500	75	59	130	66	75				
23	Пундуга 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	429	434	437	386	371	0	0,15	2,129	
24	Сямжа	T-1	ТДТН	10 000	2 864	2 704	3 640	2786	2597	789	0,48	4,934	

		T-2	ТДТН	10 000	1 612	1 496	2 088	1736	1680				
25	Шуйское 110/35/10кВ	T-1	ТМН	2500	0	0	0	0	0	156	0,48	3,232	
		T-1	ТМТН	6 300	2 475	2 170	2 912	0	2912				
ЧЭС													
26	Искра 110/10кВ	T-1	ТОТРС	40 000	-	211	10 720	9955	0	180	0,50	18,873	
		T-2	ТОТРС	40 000	-	1 907	11 948	11673	20947				
27	Нелазское 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	857	768	933	1043	1088	338	0,74	0,570	
		T-2	ТМН	2 500	427	377	439	464	504				
28	Загородная 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	2 413	2 637	2 953	2796	3634	1104	0,65	3,143	
		T-2	ТДН	10 000	2 557	2 838	2 839	2935	2119				
29	Заягорба 110/10кВ	T-1	ТРДН	40 000	8 766	10 333	9 858	11662	22821	0	0,82	5,643	
		T-2	ТРДН	40 000	15 317	13 703	16 240	13903	11536				
30	Енюково 110/6- 10кВ	T-1	ТМН	6 300	1 723	1 319	1 835	1430	1744	1064	0,54	2,705	
		T-2	ТМН	6 300	617	628	591	656	787				
31	Н.Углы 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	25 000	3 717	4 936	4 151	4135	3041	73	0,45	13,189	
		T-2	ТДТН	25 000	4 815	3 966	6 955	6149	8697				
32	Климовская 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	4 926	3 753	3 963	3508	3190	163	Т1- 0,22; Т2-0,35	6,331	
		T-2	ТДТН	10 000	879	1 149	1 456	0	316				
33	Петриново 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	906	830	1 217	490	1313	562	0,27	7,203	
		T-2	ТДТН	10 000	815	786	949	757	922				
34	Коротово 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 314	2 110	3 151	2883	3138	787	Т1 – 0,62; Т2 – 0,99	-2,964	
		T-2	ТМТН	6 300	2 059	1 751	2 447	2422	2639				
35	Суда 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	4 651	3 920	5 222	5367	5304	5418	1,32	-3,845	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2х16 МВА
		T-2	ТДТН	10 000	1 984	2 441	3 103	3222	3123				
36	Батран 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 179	2 020	1 443	2837	2376	725	0,74	2,208	
		T-2	ТДТН	10 000	4 435	4 067	4 846	4742	4691				
37	Устюжна 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	5 642	4 836	6 115	5789	5555	483	1,26	-3,279	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2х16 МВА
		T-2	ТДТН	10 000	7 993	6 590	8 495	7445	7241				
38	Желябово	T-1	ТМН	2 500	1 416	1 243	1 824	1699	1917	1979	1,69	-1,751	Перегрузка больше

		T-2	ТМН	2 500	443	394	482	531	553				
39	Чагода 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	6 516	5 091	6 065	3957	5698	264	0,91	0,634	
		T-2	ТДТН	16 000	9 731	9 390	10 844	8522	9404				
40	Анисимово 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	21	8	29	52	53	194	Т1- 0,99; Т2-0,40	2,500	
		T-2	ТМН	6 300	2 168	2 064	2 146	2382	2375				
41	Покровское 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	205	189	199	192	183	34	0,09	2,283	
42	Избоищи 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	654	694	696	559	515	39	0,09	9,043	
		T-2	ТМ	1600				397	403				
43	Стеклозавод 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	8 521	5 688	5 962	698	213	0	0,02	9,771	
		T-2	ТДН	10 000	19	19	16	19	16				
44	Шексна 110/35/6- 10кВ	T-1	ТДТН	40 000	12 586	14 425	17 357	15980	15470	3601	0,95	0,22	
		T-2	ТДТН	40 000	20 112	18 514	17 756	21976	20709				
45	Нифантово 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	3 595	4 033	5 107	5245	2744	2893	1,05	-1,024	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, перевод нагрузок
		T-2	ТДТН	10 000	3 597	3 739	2 868	2692	5387				
46	Кадуй 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	3 692	3 600	4 499	4655	3910	446	0,95	0,004	
		T-2	ТМТН	6 300	1 251	1 039	1 551	1504	1940				
47	Поселковая 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	1 529	1 881	2 272	1683	2127	284	0,49	4,816	
		T-2	ТДН	10 000	1 845	2 412	3 819	4149	2773				
48	Бабаево 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	4 049	7 433	10 128	9020	4852	966	0,87	1,433	
		T-2	ТДТН	16 000	5 192	4 540	6 236	4882	8749				
49	Заполье 110/10кВ	T-2	ТМН	2 500	602	501	626	513	449	426	0,35	1,625	
ВУЭС													
50	Борки 110/35/6кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 708	2 664	3 119	2360	2552	0	0,42	5,624	
		T-2	ТДТНГ	10 000	1 075	1 289	1 134	1514	1824				
51	В.Устюг 110/35/6кВ	T-1	ТДТН	16 000	7 279	7 335	8 098	7627	6684	440	0,88	0,211	
		T-2	ТДТН	16 000	7 601	8 174	8 525	8030	7665				
52	Дымково 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	5 288	3 698	5 095	5209	5740	152	0,90	0,580	
		T-2	ТДТН	10 000	2 149	2 329	3 603	3618	3528				
53	У.Алексеево 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	755	789	805	855	789	342	0,29	4,392	
		T-2	ТМТН	6 300	385	533	626	683	777				
54	Полдарса	T-1	ТМН	2 500	1 095	626	1 105	623	917	69	0,37	1,514	

		T-2	ТАМГ	2 500	0	0	0	0	0				
55	Приводиино 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	4 752	7 191	11 057	11646	6802	0	0,70	4,210	
		T-2	ТДТН	16 000	7 356	5 234	-	4840	4988				
56	Сусоловка 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	480	449	505	391	365	173	0,15	1,962	
57	К.Городок 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 670	3 618	4 556	5718	4952	2309	1,16	-2,195	Перегрузка больше допустимой 5% при отключении одного тр-ра, замена на 2x16 МВА
		T-2	ТДТН	10 000	5 169	4 708	4 303	3527	4934				
58	НПС 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	7 769	6 395	8 182	6662	7084	17	0,72	3,866	
		T-2	ТДТН	16 000	4 411	4 618	5 749	5334	5033				
59	Вострое 110/10кВ	T-1	ТАМГ	2 500	112	0	0	0	0	17	0,13	2,166	
		T-2	ТМН	2 500	234	313	440	334	317				
60	Никольск 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	4 129	4 175	4 289	4318	4196	1473	0,94	0,128	
		T-2	ТДТН	10 000	4 279	4 525	4 226	4085	4203				
61	Калинино 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	516	519	436	523	789	62	T1- 0,46; T2 -0,18	2,500	
		T-2	ТМ	6 300	355	365	456	396	369				
62	Зеленцово 110/10кВ	T-1	ТАМГ	2 500	0	0	0	0	0	11	0,34	1,609	
		T-2	ТМН	2 500	896	819	914	818	880				
ТЭС													
63	В.С.Погост 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	613	680	693	626	947	11	0,38	1,542	
64	Власьевская 110/10кВ	T-1	ТАМ	2 500	0	0	0	0	0	11	0,46	1,283	
		T-2	ТМН	2 500	759	877	951	944	1206				
65	Тарнога 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	3 039	4 160	3 801	6654	6768	951	0,74	2,281	
		T-2	ТДТН	10 000	2 259	2 010	2 892	0	0				
66	Тотьма-2 110/10кВ	T-1	ТДН	10 000	2 665	2 712	2 490	3156	3410	382	0,43	5,480	
		T-2	ТДН	10 000	841	920	862	807	728				
67	Тотьма-1 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1 773	1 777	2 084	2024	1911	1033	0,62	3,456	
		T-2	ТДТН	10 000	4 157	3 913	4 442	3860	3600				
68	Погорелово 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	6 092	6 166	4 950	6326	5773	3949	0,93	0,370	
		T-2	ТДТН	16 000	7 023	5 157	5 934	4727	5908				
69	Царева 110/35/10кВ	T-1	ТМТ	6 300	646	591	711	581	618	11	0,1	5,671	
70	Бабушкино	T-1	ТМТН	6 300	4 721	3 114	3 167	2886	2922	958	0,93	0,171	

71	Рослятино 110/10кВ	T-2	ТМТН	6 300	1 163	2 475	1 998	2323	2249	64	0,90	0,140	
		T-1	ТМН	2 500	1 126	971	0	878	1156				
		T-2	ТМН	2 500	579	430	1 662	1260	1140				
72	Ляменьга 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	805	962	757	685	832	26	0,34	1,642	
73	Верховажье 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	1 457	1 439	2 021	1824	2197	1746	0,79	1,694	
		T-2	ТДТН	10 000	4 419	3 818	4 618	4920	4363				
74	Чушевицы 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	278	423	563	438	411	421	0,27	7,128	
		T-2	ТДТН	10 000	1 731	1 576	1 572	1856	2040				
КЭС													
75	Кириллов 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 000	1 599	2 452	2427	2804	3211	1,19	-2,537	
		T-2	ТДТН	10 000	5 570	5 186	7 456	8315	6522				
76	Ник. Торжок 110/10кВ	T-1	ТМН	6 300	823	789	1 051	1097	1196	955	0,39	3,683	
		T-2	ТМН	6 300	312	329	489	483	466				
77	Ферапонтово 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	747	632	215	172	180	575	T1 – 0,47; T2 -0,19	1,745	
		T-2	ТМ	6 300	0	0	760	495	475				
78	Коварзино 110/35/10кВ	T-2	ТМТН	6 300	563	514	632	354	404	102	0,08	5,794	
79	Белозерск 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	2 324	2 717	3 479	3098	3036	185	0,69	2,795	
		T-2	ТДТН	10 000	3 889	3 396	4 287	4090	3984				
80	Бечевинка 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	278	239	313	236	244	27	0,11	2,229	
81	Антушево 110/35/10кВ	T-1	ТМТН	6 300	3 585	491	532	615	567	544	0,72	1,562	
		T-2	ТМТН	6 300	-	2 645	2 783	3396	3627				
82	Вашки 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	10 000	3 161	1 814	2 175	2771	2877	487	0,45	5,171	
		T-2	ТДТН	10 000	979	1 410	1 835	1464	1465				
83	Белоусово 110/35/6кВ	T-1	ТДТН	16 000	4 959	4 097	6 212	4701	5249	268	0,35	10,022	
		T-2	ТДНТ	16 000	0	0	0	4663	461				
84	Андома 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	612	469	659	735	739	1091	1,07	-0,307	
		T-2	ТМН	2 500	973	762	1 539	1138	977				
85	Восточная 110/35/10кВ	T-1	ТДТН	16 000	4 046	4 580	7 290	7493	6635	249	0,65	5,066	
		T-2	ТДТН	16 000	4 758	3 885	3 752	4751	4050				
86	Мегра 110/10кВ	T-2	ТДМ	2 500	462	440	689	499	424	70	0,20	2,006	
87	Устье 110/10кВ	T-1	ТМН	2 500	-	-	35	335	234	0	0,09	2,266	

**3.27. Техническое состояние и возрастная структура
основного оборудования ЛЭП 110 кВ
филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»**

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода	Год последнего капитального ремонта	Протяженность, км	Марка провода	Физическое состояние	Срок службы		
							2016	2018	2020
1	ВЛ 110 кВ Великий Устюг - Дымково-1	1965	2008	5,6	АС-70/72,АС-70/11,АС-300/66,АС-120/19	удовлетворительное	48	50	52
2	ВЛ 110 кВ Великий Устюг - Дымково-2	1965	2008	5,6	АС-70/72,АС-70/11,АС-300/66,АС-120/19	удовлетворительное	48	50	52
3	ВЛ 110 кВ Дымково – Кич-Городок	1966	2013	106,5	АС-70/11,АС-120/19	удовлетворительное	48	50	52
4	ВЛ 110 кВ Дымково - Полдарса	1997	2007	56,86	АС-120,АС-120/19	удовлетворительное	17	19	21
5	ВЛ 110 кВ Дымково - У.Алексеево	2001	2011	48,7	АС-120/19	удовлетворительное	17	19	21
6	ВЛ 110 кВ Заовражье - Великий Устюг-1	1965	2010	62,146	АС-95/16,АСУ-300,АС-120/19	хорошее	44	46	48
7	ВЛ 110 кВ Заовражье - Великий Устюг-2	1965	2010	62,146	АС-95/16,АСУ-300,АС-120/19	хорошее	44	46	48
8	ВЛ 110 кВ Калинино - Зеленцово	1970	2008	27,800	АС-70/11	удовлетворительное	44	46	48
9	ВЛ 110 кВ Калинино - Никольск	1967	2007	28,400	АС-70	удовлетворительное	47	49	51
10	ВЛ 110 кВ Кич-Городок - Калинино	1967	2012	44,500	АС-70/11	удовлетворительное	47	49	51
11	ВЛ 110 кВ Никольск - Павино	1972	2012	70,400	АС-95	удовлетворительное	42	44	46
12	ВЛ 110 кВ НПС - Вострое	1988	2008	42,100	АС-120,АС-120/19	удовлетворительное	26	28	30
13	ВЛ 110 кВ Полдарса - Вострое	1996	2007	30,500	АС-120/19	удовлетворительное	19	21	23
14	ВЛ 110 кВ Тарнога - НПС	1982	20134	48,6	АС95/16	удовлетворительное	33	35	37
	Всего по ВУЭС:			639,852					
1	ВЛ 110 кВ Биряково - Погорелово (участок ВЭС)	1967	2014	23,126	АС-95/16	удовлетворительное	47	49	51
2	ВЛ 110 кВ Воробьево - Погорелово (участок ВЭС)	1982	2013	64,380	АС-150/24,АС-120/19	удовлетворительное	32	34	35

3	ВЛ 110 кВ Воробьево - Шуйское	1984	2005	58,651	АС-95/16	удовлетворительное	30	32	34
4	ВЛ 110 кВ Грязовец-Вохтога	1975	2012	45,146	АС-95/16,АС- 150/24	удовлетворительное	39	41	43
5	ВЛ 110 кВ Грязовец-1	1973	2012	12,973	АС-150/24	удовлетворительное	41	43	45
6	ВЛ 110 кВ Грязовец-2	1973	2012	12,973	АС-150/24	удовлетворительное	41	43	45
7	ВЛ 110 кВ Дорожная (участок ВЭС)	1961	2011	22,949	АС-185/29,АС- 150/24	удовлетворительное	53	55	57
8	ВЛ 110 кВ Кипелово-2	1961	2015	61,558	АС-185/29,АС- 185/24	удовлетворительное	53	55	57
9	ВЛ 110 кВ Кубенское - Новленское	1985	2014	30,468	АС-120/19	удовлетворительное	29	31	33
10	ВЛ 110 кВ Никольский Торжок - Нефедово (участок ВЭС)	1976		0,931	АС-150	удовлетворительное	38	40	42
11	ВЛ 110 кВ Новленское - Нефедово- Никольский Торжок (участок ВЭС)	1985	2014	23,312	АС-120/19	удовлетворительное	29	31	33
12	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Ананьино	1979	2014	0,986	АС-95/16	удовлетворительное	35	37	39
13	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Восточная-1	1977	2007	0,770	АС-120/19	хорошее	37	39	41
14	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Восточная-2	1977	2007	0,770	АС-120/19	удовлетворительное	37	39	41
15	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС ГДЗ-1	1986	2014	0,368	АС-95/16	удовлетворительное	28	30	32
16	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС ГДЗ-2	1986	2014	0,368	АС-95/16	удовлетворительное	28	30	32
17	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Жернаково	1976	2005	1,036	АС-95/16	удовлетворительное	38	40	42
18	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Западная	1963	2013	3,079	АС-185/29	удовлетворительное	51	53	55
19	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Кадников	1979	2014	1,427	АС-120/19	удовлетворительное	35	37	39
20	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Кипелово-1 (Районная)	1980	2014	3,484	АС-185/29	удовлетворительное	34	36	38
21	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Кипелово-2 (Районная)	1980	2014	3,593	АС-185/29	удовлетворительное	34	36	38
22	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Луговая-1	1974	2012	0,743	АС-120/19	удовлетворительное	40	42	44
23	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Луговая-2	1974	2012	0,743	АС-120/19	удовлетворительное	40	42	44

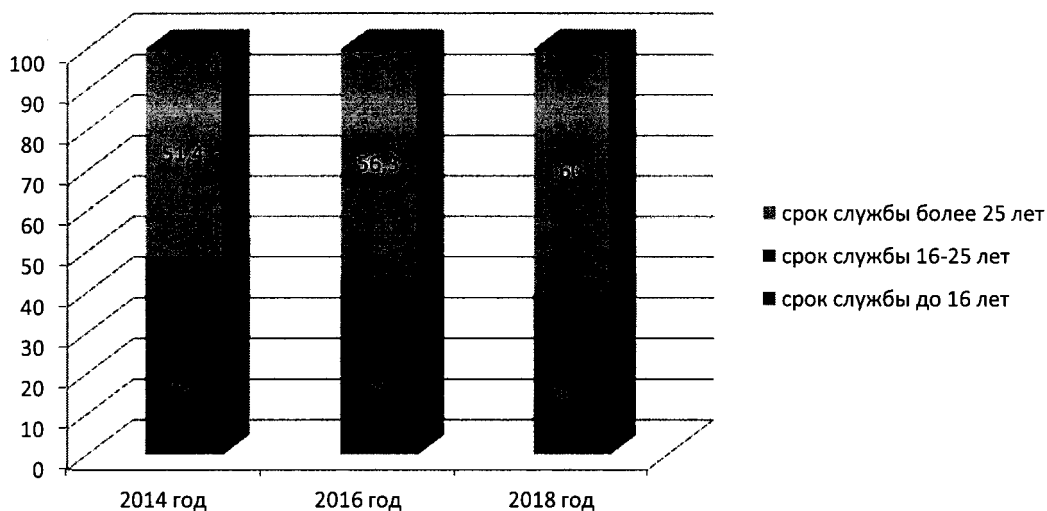
24	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Плоское	1986	2012	1,137	АС-95/16	удовлетворительное	28	30	32
25	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Пундуга	1971	2005	3,885	АС-70/11	удовлетворительное	43	45	47
26	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Семигородняя	2004	2013	2,305	АС-120/19	удовлетворительное	10	12	14
27	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Харовск районная (Вожега)	1982	2005	0,020	АС-150/24	удовлетворительное	32	34	36
28	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Харовск районная (Сокол)	1981	2013	0,909	АС-150/24	удовлетворительное	33	35	37
29	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Харовск районная (Сямжа)	1981	2013	0,508	АС-150/24	удовлетворительное	33	35	37
30	ВЛ 110 кВ Отпайка на ПС Чекшино	1979	2006	1,072	АС-95/16	удовлетворительное	35	37	39
31	ВЛ 110 кВ Очистные-1	1975	2014	7,814	АС-240/32, АС-150/24	удовлетворительное	39	41	43
32	ВЛ 110 кВ Очистные-2	1975	2014	7,814	АС-240/32, АС-150/24, АС-240/39	удовлетворительное	39	41	43
33	ВЛ 110 кВ Печаткино-1	1987	2014	8,313	АС-120/19, АС-240/39	удовлетворительное	27	29	31
34	ВЛ 110 кВ Печаткино-2	1987	2014	8,313	АС-120/19, АС-240/39	удовлетворительное	27	29	31
35	ВЛ 110 кВ Ростилово - Скалино	1985	2012	32,998	АС-185/29	удовлетворительное	29	31	33
36	ВЛ 110 кВ Сокол - Биряково	1980	2013	98,513	АС-95/16, АС-150/24	удовлетворительное	34	36	38
37	ВЛ 110 кВ Сокол - Воробьево	1982	2012	56,667	АС-150/24, АС-120/19	удовлетворительное	32	34	36
38	ВЛ 110 кВ Сокол - Кадников	1979	2014	18,517	АС-95/16, АС-150/24, АС-120/19	удовлетворительное	35	37	39
39	ВЛ 110 кВ Сокол - Кубенское	1985	2011	47,097	АС-185/29	удовлетворительное	29	39	41
40	ВЛ 110 кВ Сокол - Харовск(т)	1981	2013	85,788	АС-95/16, АС-150/24	удовлетворительное	33	35	37
41	ВЛ 110 кВ Сухонский ЦБЗ-1	1999	2008	7,021	АС-150/19	удовлетворительное	15	17	19
42	ВЛ 110 кВ Сухонский ЦБЗ-2	1999	2008	7,021	АС-150/19	удовлетворительное	15	17	19
43	ВЛ 110 кВ Сямжа - Чушевицы	1989	2012	51,460	АС-120/19	удовлетворительное	25	27	29
44	ВЛ 110 кВ Тяговая-1	1981	2013	2,959	АС-120/19	удовлетворительное	33	35	37
45	ВЛ 110 кВ Харовск(т) - Вожега	1971	2014	60,637	АС-150/24	удовлетворительное	43	45	47
46	ВЛ 110 кВ Харовск(т) - Сямжа	1979	2013	53,746	АС-95/16, АС-150/24	удовлетворительное	35	37	39

47	ВЛ 110 кВ Харовск(т)- Н.Погост	1993	2008	16,067	АС-120/19	удовлетворительное	21	23	25
48	ВЛ 110 кВ Центральная-1	1974	2012	5,821	АССР 300- Т16,АС-120/19	удовлетворительное	40	42	44
49	ВЛ 110 кВ Центральная-2	1974	2012	5,821	АССР 300- Т16,АС-120/19	удовлетворительное	40	42	44
	ВЛ 110 кВ Явенга(т)-Вожега	1990	2014	20,310	АС-120/19	удовлетворительное	24	26	28
	КВЛ 110 кВ Вологда - Западная	1963	2013	14,746	АС-185/29	Удовлетворительное	51	53	55
	КВЛ 110 кВ Вологда-Кубенское	1961	2013	38,492	АС-185/29	Удовлетворительное	53	55	57
	КВЛ 110 кВ ГПЗ-1	1976	2013	6,405	АС-300/39	Удовлетворительное	38	40	42
	КВЛ 110 кВ ГПЗ-2	1976	2013	6,405	АС-300/39	Удовлетворительное	38	40	42
	КВЛ 110 кВ Кипелово-1	1980	2013	47,006	АС-185/29	Удовлетворительное	34	36	38
	КВЛ 110 кВ Кипелово-2	1961	2015	61,558	АС-185/29,АС- 150/24	Удовлетворительное	53	55	57
	КВЛ 110 кВ Луговая-1	1963	2012	11,528	АССР 300-Т16 ,АС-150/24	Удовлетворительное	51	53	55
	КВЛ 110 кВ Луговая-2	1963	2012	11,526	АС- 185/29,АССР 300-Т16	Удовлетворительное	51	53	55
	КВЛ 110 кВ ОМЗ-1	1980	2006	3,379	АС-120/19	Удовлетворительное	34	36	38
	КВЛ 110 кВ ОМЗ-2	1980	2006	3,379	АС-120/19	Удовлетворительное	34	36	38
	Всего по ВЭС:			1132,19					
1	ВЛ 110 кВ Андомская (Восточная - Андома)	1996	2014	44,457	АС-120/19	хорошее	19	21	23
2	ВЛ 110 кВ Антушево - Белозерск	1984	2014	19,200	АС-120	хорошее	31	33	35
3	ВЛ 110 кВ Белоусово - Восточная (Вытегра) I - II (Белоусово I - II)	1996	2014	19,665	АС-120/19	хорошее	19	21	23
4	ВЛ 110 кВ Бечевинская (участок КЭС)	1989	2013	59,400	АС-120/19	хорошее	26	28	30
5	ВЛ 110 кВ Кириллов - Белозерск	1987	2014	40,500	АС-150,АпС- 150/24	хорошее	28	30	32
6	ВЛ 110 кВ Николоторжская I - II	1987	2011	178,64	АС-120,АС-70	хорошее	28	30	32
7	ВЛ 110 кВ Никольский Горжок - Нефедово (участок КЭС)	1976	2013	24,700	АС-150	хорошее	39	41	43
8	ВЛ 110 кВ Подпорожская I - II (Белоусово - Подпорожская с отпайкой на Мергу	1989	2013	123,00	АС-120/19	хорошее	26	28	30

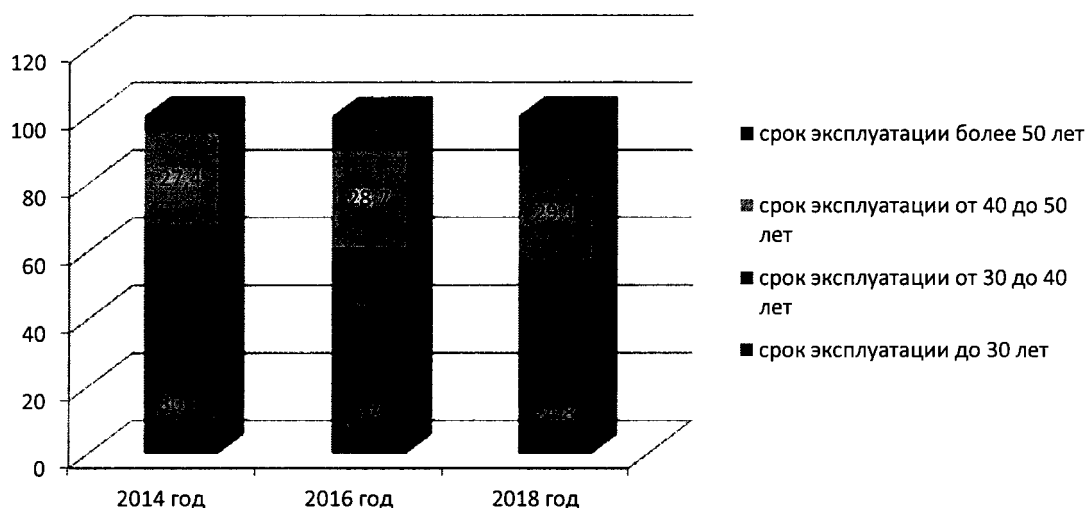
	и Ошгу)								
	Всего по КЭС:			509,562					
1	ВЛ 35 кВ Юбилейная	1995	2011	71,340	АС- 185/29/11,АС- 300/39	удовлетворительное	21	23	25
2	ВЛ 110 кВ Бабушкино - Рослятино	1971	2008	66,700	АС-95/16,АС- 120/19	удовлетворительное	44	46	48
3	ВЛ 110 кВ Биряково - Погорелово (участок ТЭС)	1967	2007	12,950	АС-95/16,АС- 150/24	удовлетворительное	48	50	52
4	ВЛ 110 кВ Верховажье - Вельск	1983	2012	44,200	АСК-95/16	удовлетворительное	32	34	36
5	ВЛ 110 кВ Воробьево - Погорелово (участок ТЭС)	1980	2008	11,320	АС-185/43,АС- 150/24	удовлетворительное	35	37	39
6	ВЛ 110 кВ Погорелово - Тотьма-1	1967	2005	54,920	АС-95/16,АС- 150/24	удовлетворительное	48	50	52
7	ВЛ 110 кВ Рослятино - Зеленцово	1983	2014	47,600	АС-70/11	удовлетворительное	32	34	36
8	ВЛ 110 кВ Сямжа - Чушевицы	1989	2010	23,410	АС-120/19	удовлетворительное	26	38	30
9	ВЛ 110 кВ Тарнога - Власьевская	1970	2011	36,100	АС-95/16	удовлетворительное	45	47	49
10	ВЛ 110 кВ Тарнога -Заячерецкая	1980	2010	72,760	АС-95/16	удовлетворительное	35	37	39
11	ВЛ 110 кВ Тотьма-1 - Тотьма-2	1970	2006	8,400	АС-95/16,АС- 240/32	удовлетворительное	45	47	49
12	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 - Бабушкино	1970	2009	33,410	АС-95/16,АС- 240/32	хорошее	45	47	49
13	ВЛ 110 кВ Тотьма-2 - Власьевская	1970	2011	64,150	АС-95/16	удовлетворительное	45	47	49
14	ВЛ 110 кВ Чушевицы - Верховажье	1994	2013	43,130	АС-120/19	удовлетворительное	21	23	25
	Всего по ТЭС:			590,390					
1	ВЛ 110 кВ Бабаево- 1	1970	2012	74,860	АС-120	удовлетворительное	45	47	49
2	ВЛ 110 кВ Бабаево- 2	1970	2013	5,145	АС-120,АС- 120/19	удовлетворительное	45	47	49
3	ВЛ 110 кВ Батран-1	1990	2010	34,298	АС-150	удовлетворительное	25	27	29
4	ВЛ 110 кВ Батран-2	1990	2010	33,951	АС-150,АС- 150/19	удовлетворительное	25	27	29
5	ВЛ 110 кВ Бечевинская (участок ЧЭС)	1972	2005	71,602	АС-120	удовлетворительное	43	45	47
6	ВЛ 110 кВ Дорожная (участок ЧЭС)	1961	2004	21,473	АС-185/29,АС- 150/24	удовлетворительное	54	56	58
7	ВЛ 110 кВ Завод-1	1974	2013	2,949	АС-240	удовлетворительное	41	43	45
8	ВЛ 110 кВ Завод-2	1974	2013	2,949	АС-240	удовлетворительное	41	43	45

9	ВЛ 110 кВ Завод-3	1974	2013	3,864	АС-120,АСО-240	удовлетворительное	41	43	45
10	ВЛ 110 кВ Завод-4	1970	2013	3,786	АСО-240	удовлетворительное	45	47	49
11	ВЛ 110 кВ Кадуй-1	1978	2013	29,245	АС-150,АС-150/19	удовлетворительное	37	39	41
12	ВЛ 110 кВ Кадуй-2	1978	2013	29,259	АС-150,АС-150/19	удовлетворительное	37	39	41
13	ВЛ 110 кВ Кварц-1	2008		9,970	АС-120/19	удовлетворительное	7	9	9
14	ВЛ 110 кВ Кварц-2	2008		9,970	АС-120/19	удовлетворительное	7	9	9
15	ВЛ 110 кВ Кипелово-2	1961	2004	22,157	АС-185/29,АС-185/24	удовлетворительное	54	56	58
16	ВЛ 110 кВ Кольцевая-1	1963	2013	4,337	АС-240/32	удовлетворительное	52	54	56
17	ВЛ 110 кВ Кольцевая-2	1963	2013	4,131	АС-240/32	удовлетворительное	52	54	56
18	ВЛ 110 кВ Коротово	1976	2013	35,389	АС-120,АС-120/19	удовлетворительное	39	41	43
19	ВЛ 110 кВ Петриново-1	1972	2009	43,160	АС-120,АС-120/19	удовлетворительное	43	45	47
20	ВЛ 110 кВ Петриново-2	1972	2009	42,709	АС-120,АС-120/19	удовлетворительное	43	45	47
21	ВЛ 110 кВ Подборовская	2000	2009	69,428	АС-300/39,АС-120/19	удовлетворительное	15	17	19
22	ВЛ 110 кВ Покровское	1982	2014	46,111	АС-95/16,АС-95	удовлетворительное	33	35	37
23	ВЛ 110 кВ Поселковая 1	1970	2013	1,221	АС-120	удовлетворительное	45	47	49
24	ВЛ 110 кВ Поселковая-2	1970	2013	1,221	АС-120	удовлетворительное	45	47	49
25	ВЛ 110 кВ Станционная-1	1959	2013	2,143	АС-240/32	удовлетворительное	56	58	60
26	ВЛ 110 кВ Станционная-2	1959	2013	2,143	АС-240/32	удовлетворительное	56	58	60
27	ВЛ 110 кВ Суда-1	1973	2011	32,270	АС-120	удовлетворительное	42	44	46
28	ВЛ 110 кВ Суда-2	1975	2011	32,865	АС-120	удовлетворительное	40	42	44
29	ВЛ 110 кВ Тяговая-1	1979	2008	4,158	АС-120/19	удовлетворительное	36	38	40
30	ВЛ 110 кВ Тяговая-2	1979	2008	3,922	АС-120	удовлетворительное	36	38	40
31	ВЛ 110 кВ Уйта-1	1999	2011	21,567	АС-120	удовлетворительное	16	18	20
32	ВЛ 110 кВ Уйта-2	1999	2011	48,742	АС-120	удовлетворительное	16	18	20
33	ВЛ 110 кВ Устюженская	1978	2008	64,898	АС-120	удовлетворительное	37	39	41
34	ВЛ 110 кВ Чагода - Покровское	1982	2014	59,331	АС-95/16,АС-70	удовлетворительное	33	35	37
35	ВЛ 110 кВ Чагода-1	1972	2012	21,003	АС-95	удовлетворительное	43	45	47
36	ВЛ 110 кВ Чагода-2	1972	2012	14,091	АС-95	удовлетворительное	43	45	47
37	ВЛ 110 кВ Шексна-1	1979	2013	59,749	АС-185/24,АС-120/19	удовлетворительное	36	38	40
38	ВЛ 110 кВ Шексна-2	1979	2013	60,935	АС-185/24,АС-120/19	удовлетворительное	36	38	40
	Всего по ЧЭС:			1031,002					
	ИТОГО:			3902,99					

**Возрастная структура парка трансформаторов
с высшим напряжением 110 кВ по состоянию на 2014 год, 2016 год и 2018 год,
эксплуатирующихся филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада»
«Вологдаэнерго»**



**Возрастная структура ЛЭП 110 кВ Вологодской энергосистемы
по состоянию на 2014 год, 2016 год и 2018 год**



Техническое состояние сети 110 кВ оценивается в целом удовлетворительно, хотя к 2018 году около 60 % трансформаторов подстанций и более 43 % линий филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» отработает нормативный срок службы.

Технический уровень электросетевых объектов 110 кВ филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»

Показатель	Количество подстанций находящихся на балансе филиала «Вологдаэнерго»	
	110 кВ (всего 87 шт.)	
	шт.	%
Отсутствие РПН (полностью на всех трансформаторах или на нескольких)	ВЭС (110 кВ – 26 шт.)	
	1	4
	Чекшино	
	ЧЭС (110 кВ – 25 шт.)	
	0	0
	-	-
	ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)	
	4	30,7
	Калинино, Зеленцово, Полдарса, Вострое	
	ТЭС (110 кВ – 12 шт.)	
	2	16,6
	Власьевская, Царева	
	КЭС (110 кВ – 13 шт.)	
2	15,3	
Мегра, Ферापонтово,		
Итого	9	10,3
Однотрансформаторные подстанции	ВЭС (110 кВ – 26 шт.)	
	7	28
	Нефедово, Ананьино, Жернаково, Семигородняя, Пундуга, Чекшино, Воробьево	
	ЧЭС (110 кВ – 25 шт.)	
	2	8
	Заполье, Покровское	
	ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)	
	1	7,6
	Сусоловка	
	ТЭС (110 кВ – 12 шт.)	
	3	25
	Царева, Ляменьга, ВС.Погост	
	КЭС (110 кВ – 13 шт.)	
4	30,8	
Устье, Бечевинка, Коварзино, Мегра		
Итого	17	19,5
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	ВЭС (110 кВ – 26 шт.)	
	8	30,8
	Ананьино, Жернаково, Семигородняя, Н.Погост, Пундуга, Чекшино, Шуйское, Плоское	
	ЧЭС (110 кВ – 25 шт.)	
	2	8
	Желябово, Заполье	
	ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)	
	0	0
	-	-
	ТЭС (110 кВ – 12 шт.)	
	3	25
	Царева, Ляменьга, ВС.Погост	
	КЭС (110 кВ – 13 шт.)	
2	15,3	
Бечевинка, Коварзино		
Итого	15	17,2
Подстанции на ОД и КЗ	ВЭС (110 кВ – 26 шт.)	
	17	68

	Ананьино, Вожега, Воробьево, Восточная, Вохтага, ГДЗ, Жерноково, Западная, Кипелово, Луговая, Нефедово, Новленское, Сямжа, Чекшино, Шуйское Плоское, Пундуга	
	ЧЭС (110 кВ – 25 шт.)	
	6	20
	Новые Углы, Покровское, Поселковая, Батран, Енюково, Нелазское	
	ВУЭС (110 кВ – 13 шт.)	
	4	30,8
	Полдарса, Борки, Зеленцово, Вострое	
	ТЭС (110 кВ – 12 шт.)	
	4	33,3
	ВС.Погост, Царева, Власьевская, Ляменьга	
	КЭС (110 кВ – 13 шт.)	
	1	7,7
	Вашки	
Итого	32	36,78

Технический уровень сети 110 кВ филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» согласно приведенным выше данным достаточно низкий:
 подстанций с трансформаторами без РПН - 9 шт. (10,3%);
 подстанций без резервного питания со стороны высшего напряжения – 15 шт. (17,2%);
 однострансформаторных подстанций - 17 шт. (19,5%);
 подстанций на ОД и КЗ – 32 шт. (36,78%).

Участки сети с большим количеством промежуточных ПС.

№ п/п	Название ЛЭП транзита	Название промежуточных ПС 110 кВ	Примечания (протяженность транзита, количество ПС)
Длина одноцепного транзита 110 кВ более 120 км			
1	ВЛ 110 кВ Дымково – Кич-Городок с отпайкой на ПС УстьАлексеево, ВЛ 110 кВ Кич-Городок – Калинино	Дымково, У-Алексеево, Кич-Городок, Калинино	140,1 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	171,5 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
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	Харовская (тяговая), Харовская (районная), Сямжа, Чушевицы, Верховажье, Вельск	228,69 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 км
7	ВЛ 110 кВ Чагода – Покровское с отпайкой на ПС Избоищи,	Чагода, Избоищи, Покровское, Устюжна,	193,2 км

	ВЛ 110 кВ Устюжна – Покровское, ВЛ 110 кВ Коротово – Устюжна с отпайкой на ПС Желябово, ВЛ 110 кВ Суда –Коротово	Желябово, Коротово, Суда	
8	ВЛ 110 кВ Петриново – Антушево с отпайкой на ПС Бечевинка, ВЛ 110 кВ Антушево –Белозерск, ВЛ 110 кВ Кириллов – Белозерск	Петриново, Бечевинка, Антушево, Белозерск, Кириллов	124,2 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	Харовская (районная), Сямжа, Чушевицы, Верховажье	4

Анализ загрузки оборудования 110 кВ

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 филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» приведены выше.

По информации «Вологдаэнерго» необходима первоочередная замена трансформаторов:

на ПС 110/35/6 кВ Западная замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на трансформаторы 2х63 МВА (согласно инвестиционной программе ОАО «МРСК Северо-Запада» на 2014-2018 годы ввод новых трансформаторов намечен на 2019 год);

на ПС 110/35/10 кВ Тарнога замена Т-1 (1981 года ввода в эксплуатацию) и Т-2 мощностью 10 и 6,3 МВА на трансформаторы 2х10 МВА (данное мероприятие предусмотрено инвестиционной программой ОАО «МРСК Северо-Запада» на 2014-2018 годы в 2019 году).

Для обеспечения равномерной загрузки трансформаторов 110 кВ необходимо в рамках Комплексной программы развития электрических сетей «Вологдаэнерго» рассмотреть возможность перевода нагрузок:

с ПС 110/10/6 кВ Центральная на ПС 110/35/10 кВ Восточная и ПС 110/35/6 кВ Западная;

с ПС 110/35/10 кВ Нифантово на ПС 110/10 кВ Заягорба;

с ПС 110/35/10 кВ Кадуй на ПС 110/35/10 кВ Петриново изменением секционирования сети 35 кВ и переводом нагрузок по сети 10 кВ на ПС 110/10 кВ Поселковая;

с ПС 110/35/10 кВ Андома на ПС 110/10 кВ Устье.

Также на ПС 110/10 кВ Искра к 2018 году рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов 2х40 МВА (год ввода в эксплуатацию -2011) на трансформаторы большей мощности 2х63 МВА или рассмотреть перевод излишней нагрузки на ПС 110/10 кВ Заягорба.

3.28. Данные по подстанциям 110 и 220 кВ потребителей и сетевых организаций

№ п/п	Наименование и принадлежность ПС	Класс напряжения	Количество трансформаторов	Мощность	Год ввода
ОАО «РЖД»					
1	Харовск тяговая	220	2 АТ	2х63	1987
		110	2Т	2х40	1987
2	Явенга тяговая	220	2 АТ	2х63	1987
3	Кадниковский тяговая	220	2Т	2х40	1987
4	Октябрьская тяговая	220	АТ	125	2001
5	Кипелово тяговая	110	2Т	2х40	1982
6	Скалино тяговая	110	2Т	2х40	1980
7	Туфаново тяговая	110	2Т	2х36	2006
8	Вохтога тяговая	110	2Т	2х40	2006
9	Бабаево тяговая	110	3Т	3х25	2000
10	Уйта тяговая	110	2Т	2х40	2000
11	Тешемля тяговая	110	2Т	2Х16	2001
12	Череповец тяговая	110	2Т	2х40	1982
13	Шексна тяговая	110	2Т	2х40	1982
14	Вологда тяговая	110	3Т	3х40	1981
15	Печаткино тяговая	110	2Т	2х40	1987

16	Грязовец тяговая	110	2Т	2x40	1980
17	Буй тяговая	110	2Т	2x40	1988
ПАО «Северсталь»					
18	ГПП-1	220	2АТ	2x125	2009
		110	2Т	2x63	1979
19	ГПП-2	110	2Т +	2x60	1973
			Т	40	2003
20	ГПП-3	220	Т1	100	
			Т2	100	
			Т3	63	2010
			Т4	63	2010
			Т5	160	
			Т6	63	
			Т7	63	
			Т8	160	
21	ГПП-3А	220	2Т	2x63	1979
22	ГПП-6	220	2Т	2x32	2000
23	ГПП-7	220	2Т	2x100	1992
24	ГПП-7А	220	2Т	2x63	1992
25	ГПП-11 Т1	220	5Т	5x63	1980
26	ГПП-12	220	2Т+	2x63	1971
			Т	100	1983
27	ГПП-14	220	3Т	3x100	2005
28	ГПП-5	220	3Т	3x63	1971 (Т1) 2010(Т2,Т3)
29	ГПП-5А	220	2xТ	2x40	1992
АО «ФосАгро-Череповец»					
30	ГПП-1	220	2xТ	2x63	1973
31	ГПП-2	220	Т	63	1978
32	ГПП-3	220	2xТ	2x63	1987
33	ГПП-2 ООО «Энерготранзит Альфа»	220	2xТ	2x63	2005
34	ГПП-4 (ЧСПЗ)	110	2xТ	2x63	1973
35	Ява (Энерготехснаб)	110	2xТ	2x16	2010
36	ОАО «ВОМЗ»	110	2xТ	2x25	2009
37	Сокольский ДОК	110	2xТ	2x25	1979
38	Сухонский ЦБК	110	2xТ	2x16	1974
39	ГПП-1 ООО «Энерготранзит Альфа»	110	2xТ	2x40	1970
40	ГПП-9 (МУП г. Череповца «Электросеть»)	110	2xТ	2x25	1980

4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Вологодской области (по данным собственников оборудования)

Анализ существующего состояния электроэнергетики области показал, что к настоящему времени в силу объективных причин накопился ряд проблем, требующих безусловного решения.

4.1. Сводный перечень технических мероприятий для обеспечения надежной работы электросетевого оборудования

Сети 220 – 750 кВ

ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская

В соответствии с СиПР ЕЭС на 2015-2021 годы намечается усиление межсистемных связей ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада путем сооружения новой ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская.

ПС 500 кВ Череповецкая:

Техническое состояние: крайний физический износ основного оборудования из-за длительной эксплуатации за пределами нормативного срока службы. С этим связаны ненадежная работа приводов выключателей и разъединителей, изоляционные характеристики измерительных трансформаторов и маслонаполненных вводов на граничных допустимых значениях.

ПС 500 кВ Череповецкая является одним из источников покрытия электрических нагрузок Череповецкого энергоузла, наиболее крупного промышленного района Вологодской энергосистемы.

Основными потребителями Череповецкого энергоузла являются металлургический комбинат ПАО «Северсталь», АО «ФосАгро-Череповец» и ОАО «Северсталь-метиз». Большинство потребителей, присоединенных к ПС, 1 и 2 категории надежности.

В период 2009-2012 годов ОАО «СевЗап НТЦ» ПЦ «Севзапэнергосетьпроект» разрабатывал проект реконструкции ПС 500 кВ Череповецкая. В соответствии со стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 сроки работ на строительство по ПС 500 кВ Череповецкая составят 48 месяцев, или 4 года.

В соответствии с проектом «Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Череповецкая» намечен следующий объем работ:

техническое перевооружение ОРУ 500 кВ с сохранением существующей схемы № 500-7 «Четырехугольник» (компоновка со сборными шинами);

замена шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар, подключаемого к ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС-Череповецкая через элегазовый выключатель;

замена автотрансформаторов без увеличения мощности на 2х (3хАОДЦТН-167000/500/220) с установкой резервной фазы мощностью 167 МВА;

реконструкция ОРУ 220 кВ с заменой на КРУЭ 220 кВ, выполненного по схеме №220-17 «Полуторная схема» с установкой 21 выключателя и резервными ячейками под 4 присоединения;

замена КРУН-10 кВ на 3-секционное КРУ-10 кВ с вакуумными выключателями.

Согласно выполненным проектным решениям, в том числе при выполнении в период 2014-2015 годов СВМ энергоблока № 4 (ПГУ-420 МВт) Череповецкой ГРЭС, ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС – Череповецкая № 2 и ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС – РПП-2 № 2 по причине превышения токами КЗ коммутационной способности выключателей, требуется замена 11 выключателей ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая.

В настоящее время с целью недопущения превышения токами КЗ коммутационной способности выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая выполнено временное решение по опережающему делению секций шин 220 кВ на ПС 500 кВ Череповецкая (отключение СВВ 1-3 и СВВ 2-4) в нормальной схеме сети.

ПС 220 кВ РПП-1:

ПС 220/110/10 кВ РПП-1 введена в эксплуатацию в 1962 году.

От РПП-1 получают питание западные районы Вологодской области, коммунально-бытовые потребители нескольких районов г. Череповца, тяговые ПС, а также Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь».

В ухудшенном состоянии находятся трансформаторы ТДН-110/10 кВ мощность по 10 МВА 1969 года и 1972 года ввода в эксплуатацию, а также выключатели и разъединители РУ 110 кВ, реакторы РБ 10-300-3.

В конце 2013 года введено в работу РУ 220 кВ РПП-1 после реконструкции. В соответствии с проектом «Реконструкция ВЛ 220 кВ Энергия 3, ВЛ 220 кВ Пошехонье – Череповец 1, и ВЛ 220 кВ Первомайская с заходами на ПС 750 кВ Белозерская и реконструкция ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ РПП-1» РУ собирается из ячеек КРУЭ 220 кВ по схеме № 15 «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя». К КРУЭ подключаются все существующие присоединения, за исключением АТ-1, и предусматривается четыре резервные ячейки под два присоединения.

В ближайшее время необходимо проведение дальнейшей реконструкции ПС с заменой основного оборудования:

автотрансформаторов;

трансформаторов 110/10 кВ;

техническое перевооружение ОРУ 110 кВ.

Сроки проектирования и строительства, определенные исходя из продолжительности работ по ОРУ 110 кВ, составляют 26 месяцев и 20 месяцев, всего 46, или 3,83 года.

ПС 220 кВ Сокол:

ПС 220 кВ Сокол введена в эксплуатацию в 1962 году.

От шин 110 кВ ПС 220 кВ Сокол получают питание северные и восточные районы Вологодской области, в том числе такие ответственные потребители, как две газокompрессорные станции ООО «Севергазпром» и 2 нефтеперекачивающие станции Северных магистральных нефтепроводов.

От шин 35 кВ получают питание потребительские подстанции, лесодеревообрабатывающий комбинат, Сокольский целлюлозно-бумажный комбинат.

С шин 6-10 кВ получают электроэнергию предприятия г. Сокола (районный центр) и социально значимые объекты.

Надежность подключения ПС 220 кВ Сокол низкая из-за выполнения РУ 220 кВ на ОД и КЗ. Автотрансформаторы АТ-1, 2 типа АТДЦТН-

125000/220/110/10 кВ 1980 и 1987 годов ввода в работу и регулировочные трансформаторы Т-5, Т-6 ЛТМН-16000/10/10 аналогично 1980 и 1987 годов ввода отработали нормативный срок службы.

На ОРУ 110 кВ установлены 18 баковых масляных выключателей МКП-110, все выработали нормативный срок службы. По данным Вологодского ПМЭС, загрузка трансформаторов Т-3 и Т-4 1962 и 1964 года ввода в работу, находящихся в эксплуатации более 40 лет, в послеаварийном режиме достигает 105 и 110 % соответственно. На трансформаторах требуется замена вводов 110 кВ. Трансформаторы имеют многочисленные утечки масла из-за старения резиновых уплотнений.

На ОРУ 35 кВ установлены выключатели ВМД-35, эксплуатирующиеся с 1964 года и имеющие значительный износ. Строительная часть ОРУ 35 кВ имеет значительные разрушения. ЗРУ-6 кВ эксплуатируется с 1964 года.

КРУН-10 кВ введено в работу в 1982 году. В ячейках КРУ-6 кВ 1962 года ввода в работу установлены выключатели ВМГ-133, которые имеют значительный износ. В ЗРУ-6 кВ случались неоднократные пожары. Здание ЗРУ-6 кВ требует реконструкции и ремонта.

В целом по данным Вологодского ПМЭС, доля оборудования подстанции, выработавшего свой ресурс, составляет 78% .

Таким образом, требуется проведение комплексной реконструкции ПС 220 кВ Сокол:

реконструкция ОРУ 220 кВ с демонтажем старого РУ на ОД и КЗ и применением современной типовой схемы;

замена автотрансформаторов Т 1 и Т 2 220 кВ;

реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой оборудования;

замена трансформаторов 110 кВ Т 3 и Т 4 на трансформаторы большей мощности;

реконструкция ОРУ 35 кВ с заменой оборудования;

реконструкция оборудования ЗРУ 6 кВ и здания.

В соответствии со стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 сроки работ на проектирование по ПС 220 кВ Сокол составят 34 месяца,

сроки строительства - 35 месяцев. Всего на реконструкцию ПС 220 кВ Сокол ориентировочно потребуется 69 месяцев, или 5,75 года.

ПС 220 кВ Ростилово:

Введена в эксплуатацию в 1972 году для развития сети ЕНЭС в Вологодской области. Через шины 220 кВ подстанции осуществляется транзит в Ярославскую энергосистему. К ПС 220 кВ присоединены ответственные потребители газокompрессорной станции № 16 Грязовецкого ЛПУ МГ ОАО «Севергазпром» (обеспечивает поддержание давления в североевропейском газопроводе) и Грязовецкой нефтеперекачивающей станции Северных магистральных нефтепроводов - потребители 1 и 2 категории, для которых ПС является единственным источником питания. В связи со строительством новой ветки газопровода планируется увеличение нагрузок за счет ввода новых цехов. В настоящее время к ОРУ 110 кВ выполнено технологическое присоединение новой ПС 110 кВ Новогрязовецкая с двумя трансформаторами 110/10 кВ по 63 МВА для обеспечения энергоснабжения вновь строящихся компрессорных цехов газопровода «Nord Stream» (Северный поток).

Техническое состояние:

реакторы РБАС10/2*2000 1972-1974 годов ввода в эксплуатацию находятся в предаварийном состоянии, что чревато их полным разрушением с тяжелыми последствиями;

ЗРУ-10 кВ-54 ячейки – в крайне неудовлетворительном состоянии, токи К.З. на шинах 10 кВ близки к значению токов коммутационной способности выключателей;

по результатам диагностики трансформаторного оборудования, проведенной в текущем году силами ЭСС, состояние АТ-1 1973 года ввода в работу признано неудовлетворительным, требуется его замена, состояние АТ-2 1974 года ввода - ухудшенное;

фундаменты ОПУ разрушаются в результате постоянного воздействия грунтовых вод;

по результатам проведенного обследования здания ЗРУ-10кВ специализированной организацией в 2007 году рекомендовано принять

неотложные меры в самое ближайшее время по реконструкции или постройки нового здания;

стойки УСО под оборудованием из-за пучения грунта постоянно наклоняются. Из-за этого требуется периодическая выправка стоек, что чревато их разрушением;

аварийные маслостоки, совмещенные с ливневой канализацией (1973 года), находятся в ухудшенном состоянии;

местами участки ограждения имеют наклоны до 30 градусов, коррозия сетчатого ограждения составляет 55-60%, стойки разрушены до арматуры;

кабельные каналы имеют значительные разрушения, наблюдается их затопление в осенний и весенний периоды;

существующие водоотводные каналы не обеспечивают эффективный отвод грунтовых и дождевых вод с территории площадки подстанции;

в здании ОПУ приходится круглогодично откачивать воду насосом из кабельных каналов.

Доля оборудования ПС 220 кВ Ростилово, выработавшего свой ресурс, оценивается Вологодским ПМЭС в размере 90%.

Необходима срочная реконструкция ПС Ростилово. На настоящий момент разработана проектная документация. В соответствии со стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 сроки строительства составят 35 месяцев, или 2,9 года.

Согласно проекту «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Ростилово», разработанному ОАО «СевЗап НТЦ» ПЦ «Севзапэнергопроект» на подстанции предусматривается:

ОРУ 220 кВ по схеме № 220-7 «Четырехугольник» (компоновка со сборными шинами);

два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью по 125 МВА;

ОРУ 110 кВ по схеме №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 10 выключателей и двумя резервными ячейками;

два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 16 МВА;

КРУ 35 кВ по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 5 выключателей;

КРУ 10 кВ по схеме № 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 13 выключателей и двумя резервными ячейками.

ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская (переход через р. Шексна опоры № 231-234 протяженность 1,43 км):

ВЛ 220 кВ Пошехонье-Первомайская введена в эксплуатацию в 1962 году, по ней осуществляется транзит электроэнергии между Вологодской и Ярославской энергосистемами.

В связи с прохождением ВЛ в зоне с 2 степенью загрязнения (частично) металлоконструкции имеют достаточно высокую степень коррозии, вследствие химического взаимодействия с агрессивной окружающей средой. Фундаменты части опор ВЛ в непосредственной близости от производственных объектов ОАО «Северсталь» также подвергаются воздействию химических выбросов металлургического комбината и находятся в ухудшенном состоянии. На настоящий момент ВЛ находится в эксплуатации свыше 51 года.

Техническое состояние:

ухудшенное состояние провода (коррозионный износ стальных сердечников до 14%);

ухудшенное состояние фундаментов;

в настоящее время светоограждение на переходных опорах не функционирует;

отсутствие береговых габаритных знаков на переходе р. Шексна.

Сроки реконструкции данной линии ориентировочно оцениваются с учетом срока проектирования в 21 месяц и строительства 8 месяцев.

ВЛ 220 кВ Прокат-1,2 в пролетах опор № 62-63, ВЛ 220 кВ Прокат-3,4 в пролетах опор № 17-18:

По ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 получает питание ПС 220 кВ ГПП-11 Череповецкого металлургического комбината ПАО «Северсталь».

Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 осуществлен в 1974 году.

Данные участки ВЛ не соответствуют требованиям «Правил устройства электроустановок» при пересечении ВЛ с контактной ж\д сетью. На данных участках ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2 и 3, 4 должны быть установлены опоры анкерного типа, а провода должны иметь двойное крепление согласно пункту 2.4.92 «Правил устройств электроустановок».

В настоящее время высок риск аварии на ВЛ 220 кВ Прокат-1,2 и ВЛ 220 кВ Прокат-3,4, которая может стать катализатором серии технологически опасных аварийный процессов не только в электрических сетях, но и смежных коммуникаций на территории промышленного центра Вологодской области г. Череповца, таких как железная дорога (девять пересекаемых путей), газовой магистрали, технологически непрерывного производства ПАО «Северсталь», генерации, передачи электроэнергии и теплоснабжения значительных территорий.

С одной стороны, основанием для предположения столь негативной перспективы служит то, что по ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 запитан ответственный потребитель – ПАО «Северсталь». «Прокаты» обеспечивают электроснабжение производства горячего проката на основе непрерывного широкополосного стана 2000, имеющего непрерывный технологический цикл, после аварийного останова которого размеры экономического и технологического ущерба составят значительные объемы в рамках экономики Вологодской области. С другой стороны, ВЛ 220 кВ Прокат -1, 2, 3, 4 пересекают четыре ВЛ 110 кВ Завод-1, 2, 3, 4, по которым также получает питание технологически непрерывное производство металлоизделий ПАО «Северсталь», не имеющее резервирования; девять железнодорожных путей, по которым организовано интенсивное движение ж\д транспорта как для внутренних нужд ПАО «Северсталь», так и для внешних потребностей ОАО «РЖД» (сортировочная ж\д станция Череповец-1 и т.д.). «Прокаты» находятся в непосредственной близости от действующего газопровода, обеспечивающего газоснабжение города, котельных, генерации и т.д. С третьей стороны, опоры ВЛ 220 кВ Прокат-1, 2, 3, 4 находятся в аварийном состоянии (потеря сечения до 47%). А также данные переходы ВЛ 220 кВ не соответствуют требованиям ПУЭ и внутренним нормативным документам ОАО «ФСК ЕЭС» (распоряжение от 11 мая 2011 года № 329р, приказ ОАО ФСК ЕЭС

от 7 сентября 2009 года № 408 «О повышении надежности пересечений и сближений ВЛ»).

ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга, Вологодская – Харовск:

По двухцепной ВЛ 220кВ Вологодская - Явенга, Вологодская – Харовск, введенной в работу в 1973 году, получает питание ПС 220 кВ Сокол. Также по данным ВЛ 220 кВ осуществляется транзит электроэнергии в Архангельскую энергосистему и запитаны 3 тяговые ПС 220 кВ Северной железной дороги. ВЛ имеет межсистемное значение, относится к ЕНЭС, обеспечивает надежность Вологодской и Архангельской энергосистем.

На данных ВЛ 220 кВ требуется замена грозотроса, ремонт проводов и элементов опор.

Необходимо проведение реконструкции в ближайшее время. Сроки реконструкции данной линии длиной около 190 км ориентировочно оцениваются с учетом времени проектирования и строительства в 55 месяцев.

ВЛ 220 кВ Белозерская-ГПП-1 (замена 17 опор № 105-121) и ВЛ 220 кВ Белозерская- РПП-1 (замена 18 опор № 105-122):

ВЛ 220 кВ Белозерская-ГПП-1 и ВЛ 220 кВ Белозерская-РПП-1 введены в эксплуатацию в 1959 году и 1962 году соответственно. Часть обеих ВЛ реконструирована в 2011 году по проекту СВМ энергоблока № 4 Калининская АЭС.

Техническое состояние ВЛ 220 кВ:

Белозерская – ГПП-1: прохождение участка ВЛ (пролеты опор № 105-121, всего 17 опор) по территории города Череповца, сверхнормативный срок эксплуатации ВЛ – 57 лет (на момент начала строительства в 2016 году);

Белозерская – РПП-1: сверхнормативный срок эксплуатации ВЛ – 54 года (на момент начала строительства в 2016 году); прохождение участка ВЛ (пролеты опор № 105-122, всего 18 опор) по территории города Череповца.

По ВЛ 220 кВ Белозерская – ГПП-1 получает питание ГПП-1 Череповецкого металлургического комбината ОАО «Северсталь». По ВЛ 220 кВ Белозерская – РПП-1 получает питание ПС 220 кВ РПП-1.

Сроки реконструкции данной линии ориентировочно оцениваются с учетом срока проектирования в 21 месяц и строительства в 8 месяцев.

Сети 110 кВ

Анализ существующего состояния основного оборудования ПС и ЛЭП, схем построения сетей и режима ее работы за отчетный пятилетний период выявил следующие проблемы в сетях Вологодской энергосистемы:

низкая надежность центров питания сетей 110 кВ;

высокий физический износ оборудования филиала «Вологдаэнерго».

К 2014 году около 51 % трансформаторов подстанций 110 кВ и около 32 % линий 110 кВ отработало нормативный срок службы.

К 2018 году их количество увеличится до 60 % трансформаторного оборудования и до 42% линий, отработавших нормативный срок службы.

Проблемы в сетях Вологодской энергосистемы:

низкий технический уровень ПС 110 кВ: большое количество ПС 110 кВ со схемой РУ высшего напряжения выполненной с использованием ОД и КЗ, ПС с трансформаторами без РПН, однострансформаторных ПС и ПС, не имеющих резервного питания со стороны высшего напряжения;

низкая надежность структуры построения сетей. 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.

Согласно анализу состояния сетей напряжением 110 кВ и выше необходимо выполнение реконструкции следующих объектов:

мероприятия по реконструкции ВЛ 110 кВ Шексна 1, 2 с отпайками на ПС 110 кВ Искра, ПС 110 кВ Заягорба, ПС 110 кВ Нифантово и Шекснинскую ГЭС с заменой провода головного участка ВЛ на большее сечение;

мероприятия по замене ТТ-110 кВ на ПС 110 кВ Зеленцово ограничивающих пропускную способность транзита 110 кВ Тотьма-2-Зеленцово-Калинино.

5. Основные направления развития электроэнергетики Вологодской области в соответствии с базовым (основным) вариантом развития электроэнергетики Вологодской области

5.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Вологодской области

Основными целями развития электроэнергетики Вологодской области являются обеспечение существенного прогресса в развитии основных секторов экономики, повышение инвестиционной привлекательности региона, повышения энергобезопасности путем расширения, модернизации существующих и ввода новых генерирующих мощностей, повышение уровня жизни населения.

Основными задачами в решении вопросов развития электрических сетей области становится обеспечение надежного электроснабжения потребителей области путем выбора оптимальных, скоординированных направлений развития электрических сетей, с учетом прогнозных показателей энергопотребления, обеспечивающих необходимую пропускную способность сетей, нормативный уровень надежности электроснабжения потребителей и качества отпускаемой электроэнергии, преодоление старения электрических сетей и электрооборудования.

5.2. Прогноз ОАО «СО ЕЭС» потребления электроэнергии и мощности по Вологодской области (корпоративный прогноз) на 2015 – 2021 годы

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электроэнергии (млн.кВт.ч)	13574	13597	13614	13626	13638	13677	13716
%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,3%	0,3%
Потребление мощности (МВт)	2 032	2035	2 035	2035	2 037	2045	2 051
%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	0,3%

5.3. Отчет и прогноз производства и потребления тепловой энергии в Вологодской области, млн. Гкал

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Производство:	21,75	21,93	22,15	22,60	22,63	22,65
ТЭС	8,90	9,00	9,20	9,60	9,68	9,60
Котельные	7,94	7,95	7,85	7,75	7,74	7,75
Прочие установки	4,91	4,98	5,10	5,25	5,25	5,25

Потребление, всего	21,75	21,93	22,15	22,60	22,63	22,65
Промышленность	11,70	11,80	11,95	12,25	12,20	12,10
Энергетика	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,29
Сельское хозяйство	0,30	0,33	0,35	0,36	0,36	0,36
Транспорт и связь	0,25	0,25	0,26	0,30	0,30	0,30
Домашние хозяйства и сфера услуг	7,86	7,91	7,94	8,00	8,08	8,18
Прочие	0,40	0,40	0,41	0,42	0,42	0,42
Потери	0,98	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00

5.4. Параметры ввода крупных потребителей в энергосистеме Вологодской области в период до 2018 года

№ п/п	Наименование заявителя	Год ввода	Установленная мощность, МВт	Центр питания
1	ГП ВО «Областные электротеплосети»	2015	13,03	ПС 220 кВ Вологда-Южная
		2016	3,03	
		2017	7,89	
2	МУП Электросеть г. Череповец	2015	8,25	ПС 220 кВ Зашексинская
		2016	12,1	ПС 220 кВ РПП-1
3	ООО «Вологодское мороженое»	2015	10	ПС 220 кВ Вологда-Южная
4	ООО «Вологда Инвест»	2015	5	ПС 220 кВ Вологда-Южная
5	ООО «Энерготранзит Альфа»	2015	2,13	ПС 500 кВ Вологодская
		2016	3,05	
		2017	3,86	
		2018	16,46	
6	ООО «Строительная индустрия»	2017	26	ПС 220 кВ Вологда-Южная
7	ООО «Сокольский плитный комбинат»	2017	12	ПС 220 кВ Сокол

5.5. Предложения по развитию и реконструкции сетей 220 кВ и выше
Строительство ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская (учтено в СиПР ЕЭС на 2015-2021 годы).

5.6. Предложения по развитию и реконструкции сетей 110 кВ

Для обеспечения повышения пропускной способности электрических сетей 110 кВ и обеспечения проведения ремонтной компании сетевого оборудования необходимо в период 2015-2016 годов выполнение следующих мероприятий:

реконструкции ВЛ 110 кВ Шексна 1, 2 с отпайками на ПС 110 кВ Искра, ПС 110 кВ Заягорба, ПС 110 кВ Нифантово и Шексинскую ГЭС с заменой провода головного участка ВЛ на большее сечение;

замена ТТ-110 кВ на ПС 110 кВ Зеленцово ограничивающих пропускную способность транзита 110 кВ Тотьма-2-Зеленцово-Калинино с повышением номинального тока первичной обмотки оборудования.

5.7. Наличие выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Вологодской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

На территории Вологодской области после проведенных в 2013 году мероприятий по преобразованию городских и сельских поселений, входящих в состав муниципальных районов области, путем их объединения (укрупнение поселений) числится 283 муниципальных образования: 26 муниципальных районов, 255 городских и сельских поселений, в том числе 8 районных центров с численностью от 10 до 100 тыс. человек и 2 городских округа с численностью от 100 до 500 тыс. человек. 62 сельских поселения не имеют централизованного теплоснабжения.

По состоянию на 1 июля 2014 года схемы теплоснабжения разработаны во всех муниципальных образованиях области (всего 195) в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Схема теплоснабжения г. Череповца разработана и утверждена постановлением мэрии г. Череповца от 4 апреля 2012 года № 1796 «Об утверждении схемы теплоснабжения г. Череповца до 2026 года». Схема предусматривает расширение котельной № 2 и строительство двух ТЭЦ: ТЭЦ-ГТУ на юго-востоке Зашекснинского района и ТЭЦ ПГУ – в Заречье.

Схема теплоснабжения г. Вологды разработана и утверждена постановлением Администрации г. Вологды от 3 июня 2014 года № 3911 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Вологды до 2028 года».

Схема предусматривает увеличение установленной тепловой мощности Вологодской ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» по Вологодской области; строительство ТЭС мусороперерабатывающего завода по ул. Мудрова для выработки электроэнергии, без выработки тепловой энергии ввиду большой удаленности от объектов теплоснабжения, а также реализацию шести проектов по увеличению зон действия существующих котельных с выводом из эксплуатации смежных теплоисточников.

Совместная выработка тепловой и электрической энергии производится в 8 муниципальных образованиях, в том числе в городских округах г. Вологде и г. Череповце, городах Соколе, Харовске, поселках Кадуй, Красавино, сельских поселениях Самотовинское Великоустюгского муниципального района и Девятинское Вытегорского муниципального района. При разработке схем теплоснабжения учитывается эффективность когенерации. Так в п. Белый Ручей Девятинского сельского поселения в 2011 году закрыты 2 убыточные котельные с переводом тепловых нагрузок на ОАО «ПМ-ТЭЦ «Белый Ручей».

За период 2007-2014 годов на территории области построено 55 котельных общей мощностью 258 МВт, отпускающие тепловую энергию населению и бюджетной сфере. Самые крупные из них – центральная котельная в г. Кадников Сокольского муниципального района мощностью 14 МВт, 5 котельных в г. Бабаево общей мощностью 37 МВт, БМК в п. Тоншалово Череповецкого района мощностью 16,0 МВт (взамен котельной СХПК «Овощной»), биотопливная котельная ООО «Харовсклеспром» для выработки тепловой энергии на собственные нужды и нужды микрорайона Лесдок города Харовска Харовского муниципального района установленной мощностью 20 МВт.

5.8. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Вологодской области

В Вологодской области сложилась система теплоснабжения, при которой более 85 % тепловой энергии поставляется потребителям из централизованной системы. Основными источниками централизованного теплоснабжения в регионе являются котельные, доля которых в производстве тепла колеблется по годам. Доля ТЭС в производстве централизованного тепла за рассматриваемый период практически не меняется и составляет около 38-40%.

Устаревшее оборудование является характерной особенностью котельных небольшой производительностью. В наиболее плохом техническом состоянии находятся муниципальные котельные, принятые от обанкротившихся предприятий и организаций.

Проведенные приборные обследования котельных, работающих на газе, показали, что котельные с котлами единичной мощностью более 10 Гкал/ч

повсеместно имеют достаточно высокий КПД (89-92%). Значительно хуже показатели котельных, оборудованных котлами малой мощности «НР-18», «КВТС», «Универсал», «Энергия», «Стрела», «ТВГ» и т.д., это определяется как крайне низкими техническими характеристиками самих котлов, так и повсеместным отсутствием либо неработоспособностью химводоподготовки, образованием накипи, коррозии.

В худшем состоянии, с точки зрения экономичности, находятся котельные, работающие на угле: их КПД обычно не превышает 60%, а иногда достигает 20%. Большинство мелких котельных характеризуется значительным перерасходом топлива (на 20-30%). Это объясняется низкими техническими характеристиками котлов, отсутствием водоподготовки, плохим качеством угля и отсутствием предварительной его обработки, а также в немалой степени низким техническим уровнем эксплуатационного персонала, невысокой заработной платой.

В абсолютном большинстве котельных отсутствует водоподготовка, что ведет к увеличению расхода топлива и сокращению срока службы основного оборудования.

Проведенные обследования показали также что, несмотря на значительную недозагрузку источников теплоты, сетевые насосы в них имеют завышенную производительность и подают в сеть избыточное количество теплоносителя. Избыточная циркуляция теплоносителя в сети приводит к значительному перерасходу электроэнергии (30-50%, а в некоторых случаях в 3-4 раза) и, как следствие, к удорожанию тепловой энергии.

Местные виды топлива (древесные отходы, дрова, торф) используются в котельных жилищно-коммунального хозяйства недостаточно эффективно, так как на большинстве установок отсутствует современная топливopодготовка. В настоящее время 11 источников тепловой энергии работают на древесных отходах.

Таким образом, состояние системы централизованного теплоснабжения Вологодской области позволяет определить основные мероприятия по ее модернизации, к которым относятся:

замена неэффективных котлов, выработавших расчетный срок службы;

замена насосных групп;
модернизация систем водоподготовки;
перевод котельных на природный газ и местные виды топлива;
строительство новых блочно-модульных котельных на природном газе и местных видах топлива;
повышение эффективности источников энергоснабжения путем комбинированного производства электрической и тепловой энергии на основе современных парогазовых технологий;
реконструкция тепловых сетей с заменой аварийных участков, выработавших расчетный срок службы;
оптимизация диаметров тепловых сетей;
замена изоляции воздушных тепловых сетей на ППУ;
регулировка гидравлических режимов систем теплоснабжения;
организация учета тепловой энергии.

Проведение комплекса мероприятий по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований области позволит повысить эффективность теплоснабжения, существенно сэкономить энергоресурсы.

Намечаемые направления развития теплоэнергетики - реконструкция, модернизация, техническое перевооружение источников тепловой энергии потребуют значительного привлечения инвестиций, которые не могут быть обеспечены за счет бюджетных средств и собственных ресурсов теплоснабжающих организаций (при сложившейся структуре состава затрат), необходимо привлечение частных инвесторов. В настоящее время ведутся переговоры по привлечению инвестиций в модернизацию 110 котельных области.

5.9. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Вологодской области на 5-летний период

Протяженность тепловых сетей в Вологодской области по данным статистики 1898,3 километров тепловых сетей в двухтрубном исчислении. Более 90% тепловых сетей проложены под землей. Сети затопляются, что ведет к

интенсивной коррозии стальных трубопроводов и резкому увеличению тепловых потерь из-за увлажнения тепловой изоляции. Износ тепловых сетей составляет по данным статистики 62,1 %.

Высок процент расчетных тепловых потерь в сетях, в некоторых системах они превышают 25 % от отпущенной тепловой энергии. Такой высокий процент объясняется и объективными факторами: значительной протяженностью тепловых сетей при низкой плотности застройки (особенно в районах) и значительным завышением диаметров трубопроводов, которые в свое время прокладывались либо без проектов и расчетов оптимальных диаметров, либо с перспективой увеличения тепловой нагрузки.

Проведенный анализ современного состояния тепловых сетей Вологодской области выявил следующие основные проблемы:

1. Низкое техническое состояние и изношенность трубопроводов и оборудования на 60-70 %, а в некоторых системах на 90 – 100 %.
2. Повышенные фактические тепловые потери, достигающие 30-40 %.
3. Разрегулированность гидравлических режимов в большинстве систем.

Приоритетные направления развития теплосетевого хозяйства в предстоящий 5-летний период – снижение тепловых потерь, повышение надежности и эффективности теплоснабжения.

Основными задачами в развитии теплосетевого хозяйства области являются:

1. Разработка и актуализация схем теплоснабжения муниципальных образований области с целью осуществления оптимальных реконструкции, модернизации, развития систем теплоснабжения, оптимизации диаметров тепловых сетей.
2. Выполнение работ по наладке и регулировке тепловых сетей и разработке гидравлических и тепловых режимов их работы.
3. Закрытие мелких нерентабельных котельных с переходом там, где это экономически оправдано и технически возможно, на автономное поквартирное теплоснабжение.

4. Повышение надежности тепловых сетей путем перехода на современные предварительно изолированные трубы, трубы из полимерных материалов.

5. Доведение установки коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителей у потребителей и на источниках до 100 %.

6. Регулировка гидравлических режимов систем теплоснабжения.

6. Основные направления развития электроэнергетики Вологодской области в соответствии с альтернативным (не являющимся обязательным) вариантом развития электроэнергетики Вологодской области

6.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Вологодской области

Основными целями развития электроэнергетики Вологодской области являются обеспечение существенного прогресса в развитии основных секторов экономики, повышение инвестиционной привлекательности региона, повышения энергобезопасности путем расширения, модернизации существующих и ввода новых генерирующих мощностей, повышение уровня жизни населения.

Основными задачами в решении вопросов развития электрических сетей области становится обеспечение надежного электроснабжения потребителей области путем выбора оптимальных, скоординированных направлений развития электрических сетей с учетом прогнозных показателей энергопотребления, обеспечивающих необходимую пропускную способность сетей, нормативный уровень надежности электроснабжения потребителей и качества отпускаемой электроэнергии, преодоление старения электрических сетей и электрооборудования.

Учитывая специфику области, можно выделить несколько основных направлений развития электрогенерации, предлагаемых к выполнению органами исполнительной государственной власти Вологодской области:

строительство мини-ТЭЦ для комбинированной выработки тепло- и электроэнергии с использованием на них в качестве топлива отходов деревообработки;

развитие малой энергетики, использующей местные топливно-энергетические ресурсы, в частности, торф как альтернативы чрезмерной

централизации энергопроизводства и средства снижения затрат в энергообеспечении отдельных категорий потребителей;

повышение эффективности источников электроснабжения путем комбинированного производства электрической и тепловой энергии на основе современных парогазовых технологий с высоким КПД.

6.2. Перечень планируемых к реализации и реализуемых инвестиционных проектов на территории Вологодской области (альтернативный вариант)

На территории региона по данным органов исполнительной государственной власти Вологодской области возможна реализация целого ряда дополнительных инвестиционных проектов.

Индустриальный парк «Шексна». 200 МВт, 2016-2018 годы

Место расположения – Шекснинский муниципальный район.

Основной вид продукции: металлопереработка, стройматериалы, автокомпоненты, деревопереработка.

Электрическая нагрузка:

2016 год – 97,8 МВт;

2017 год – 150 МВт;

2018 год – 200 МВт.

Индустриальный парк «Сокол». 35,8 МВт, 2015-2019 годы

Место расположения – город Сокол.

Основной вид продукции: деревопереработка.

Электрическая нагрузка:

2015 - 2019 годы – 35,8 МВт.

В период 2015-2020 годов на территории области, по данным органов исполнительной государственной власти Вологодской области, планируется реализация крупного инвестиционного проекта: «Создание на территории Череповецкого муниципального района особой экономической зоны промышленно-производственного типа, включающей строительство крупного лесоперерабатывающего комплекса с созданием собственных генерирующих мощностей с возможностью выдачи в сеть ЕНЭС России».

Для реализации данного проекта электростанции с проектным наименованием «ТЭС Роцино» предполагается строительство электросетевых объектов:

ПС 220 кВ Роцино;

ВЛ 220 кВ Череповецкая – ПС Роцино;

ВЛ 220 кВ Белозерская – ПС Роцино.

6.3. Предложения по развитию и реконструкции сетей 110 кВ

Вводы электросетевых объектов, реконструкция и техперевооружение объектов электроэнергетики 110 кВ на территории Вологодской области приняты с учетом инвестиционной программы филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2014-2018 годы, технических условий на подключение новых нагрузок, заявок перспективных потребителей, предоставленных филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» в качестве исходных данных.

Увеличение трансформаторной мощности на подстанциях 110 кВ Вологодской энергосистемы в период до 2020 года согласно инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2014-2018 годы приведено ниже.

№	Наименование ПС	Напряжение кВ	Количество и мощность установленных трансформаторов, МВА	Количество и мощность новых трансформаторов, МВА	Срок ввода, год	Примечания
1	Искра (ВЭС)	110/35/10	2x4	2x16	2017	замена силовых трансформаторов

В соответствии с инвестиционной программой филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2014-2018 годы планируется реконструкция двух ВЛ 110 кВ:

№	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Количество цепей, шт	Марка провода	Срок ввода, год	Примечания
1	Шекснинская 1,2	110	3,5	2	АС - 240	2017	Реконструкция линий
2	Восточная- Городская-Северная- Западная	110	14	2	АС-240	2018	Реконструкция ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ и двухцепном исполнении

ПС 110/35/10 кВ Западная:

В объем мероприятий комплексной реконструкции ПС 110/35/10 кВ Западная кроме замены трансформаторов и реконструкции РУ 110 кВ входит переустройство РУ 35 кВ по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». РУ 35 кВ подключается к энергосистеме ВЛ 35 кВ Западная-Маега и Западная-Северная.

ПС 110/35/10 Искра (Вологодские сети):

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, обеспечения растущего спроса на электроэнергию рекомендуется осуществить перевод ПС 35 кВ Искра (Вологодские сети) на напряжение 110 кВ.

На новой ПС 110 кВ Искра (Вологодские сети) предусматривается установка двух трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый.

ОРУ 110 кВ подстанции выполняется по схеме № 110-9 - «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Присоединение ПС к энергосистеме на напряжении 110 кВ намечается осуществить в расщелку ВЛ 110 кВ Кипелово-2, отходящей от ПС 220/110/35/10 кВ Вологда – Южная.

Ввод ПС 110/35/10 Искра (Вологодские сети) намечается в 2020 году.

С целью обеспечения возможности подключения заявленных крупных потребителей и распределенной мелкой нагрузки, обеспечения надежного питания новых и существующих нагрузок помимо реконструкции предусматривается новое строительство сетей 110 кВ филиала ОАО «МСРК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»:

ВЛ 110 кВ Западная-Восточная, протяженностью 13,7 км;

ПС 110/35/10 кВ Южная;

ПС 110/35/10 кВ Ирдоматка.

ПС 110/35/10 Южная:

Реализация проекта необходима для повышения надежности электроснабжения Зашексинского энергорайона Вологодской области

На ПС Южная предусматривается установка двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА и двух трансформаторов той же мощности напряжением 110/10кВ.

ОРУ 110 кВ подстанции выполняется по схеме № 110-9 - «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с тремя отходящими ВЛ. Выбор данной схемы позволит создать условия для подключения новых присоединений.

Присоединение ПС к энергосистеме на напряжении 110 кВ намечается осуществить тремя ВЛ: двухцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 4,335 км - к центру питания данного энергорайона - ПС 220 кВ Зашекснинская и одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 5,141 км - к новой ПС 110/35/10 кВ Ирдоматка, ввод которой намечен на 2020-2022 годы.

Ввод ПС 110/35/10 Южная намечается осуществить в период 2020-2022 годов.

6.4. Перечень наиболее крупных инвестиционных проектов, запланированных к реализации в разрезе муниципальных образований Вологодской области в период 2016-2020 гг. (альтернативный вариант)

Наименование организации - инициатора	Наименование вида экономической деятельности	Наименование инвестиционного мероприятия (суть проекта)
Бабаевский муниципальный район		
ООО «Вологодские топливные биотехнологии -2»	Лесозаготовка и обработка древесины	Организация производства топливных гранул (пеллет) и углубленной деревообработки
ИП Глава КФХ Юшкевич Н.Ф.	Сельское хозяйство	Реконструкция животноводческого комплекса на 1200 голов дойного стада и молочного блока в животноводческом комплексе
ООО «Бабушкинский союз предпринимателей»	Лесозаготовка и обработка древесины	Организация комплексной переработки древесины
Белозерский муниципальный район		
ОАО «Белозерский леспромхоз»	Лесозаготовка и обработка древесины	Модернизация технологии лесозаготовки с увеличением объема лесозаготовок до 300 тыс. куб.м.
ООО «Белозерсклес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Строительство лесопильного цеха по производству пиломатериалов из тонкомерного хвойника.
Вашкинский муниципальный район		
ОАО «Вашкинский леспромхоз»	Лесозаготовка и обработка древесины	модернизация лесозаготовительного комплекса
Великоустюгский муниципальный район		
ООО «Премиум-лес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Расширение производства
ООО «Новаторский ЛПК»	Лесозаготовка и обработка древесины	Создание производства домов из клееного профильного бруса
ООО «Патриот»	Лесозаготовка и обработка древесины	Организация лесопиления и деревообработки
ООО «Северодвинец-лес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Организация комплексной переработки древесины

ОАО «Вологодская ягода»	Производство пищевых продуктов	Строительство производственного комплекса по хранению и переработке ягод, грибов и овощей
Верховажский муниципальный район		
ООО «Вологодский лес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Организация лесоперерабатывающего производства
ООО «Вага»	Сельское хозяйство	Строительство и реконструкция фермы
Вожегодский муниципальный район		
ЗАО «Вожега-Лес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Реконструкция производства
Вологодский муниципальный район		
СХПК «Майский»	Сельское хозяйство	Строительство комплекса - на 1000 ското-мест и доильного зала
СХПК «Присухонское»	Сельское хозяйство	Строительство нового сельскохозяйственного животноводческого комплекса
СХПК «Ильюшинский»	Сельское хозяйство	Строительство нового сельскохозяйственного животноводческого комплекса
СПК «Племзавод «Пригородный»	Сельское хозяйство	Реконструкция животноводческого комплекса и телятника на 800 голов
Колхоз «Племзавод Родина»	Сельское хозяйство	Реконструкция фермы и телятника в п. Васильевское на 160 и 70 голов, реконструкция фермы д. Харычево на 160 голов
Вытегорский муниципальный район		
ЗАО «Белый ручей»	Лесозаготовка и обработка древесины	Проект по углубленной переработке древесины, выпуску полуфабрикатов для мебельной промышленности
ЗАО «Онегалеспром»	Лесозаготовка и обработка древесины	Техническое перевооружение производства
ООО «Нордгидро»	Электроэнергетика	Строительство Пахомовской и Новинкинской ГЭС общей мощностью 45 млн киловатт-часов
Грязовецкий муниципальный район		
СПК «Анохинский»	Сельское хозяйство	Строительство молочно-товарной фермы на 500 голов
Кадуйский муниципальный район		
ООО «Фабрика Дерусса»	Лесозаготовка и обработка древесины	Реконструкция действующего производства и создание производства по изготовлению пеллет
ООО «Рыботоварная фирма «Диана»	Производство пищевых продуктов	Строительство бассейновой базы на 200 тонн для содержания осетрового маточного стада
Кирилловский муниципальный район		
СПК «Колхоз (Коминтерн 2)»	Сельское хозяйство	Модернизация и реконструкция действующего производства
Кичменгско-Городецкий муниципальный район		
САУ лесного хозяйства ВО «Вологдалесхоз»	Лесозаготовка и обработка древесины	Создание производств по углубленной переработке древесины (клееный брус, мебельный щит, оцилиндрованное бревно, погонажные изделия, пиломатериалы и др.)
Междуреченский муниципальный район		
ООО «Холбит»	Лесозаготовка и обработка древесины	Организация лесозаготовок и реконструкция деревообрабатывающего производства
ООО «Монза»	Сельское хозяйство	Реконструкция коровника на 250 голов
Никольский муниципальный район		
ООО «Никольский лес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Производство лесозаготовок, лесопиления, деревообработки
ООО «Никольский маслозавод»	Производство пищевых продуктов	Запуск линии розлива молочной продукции (автомат для фасовки жидких молочных продуктов, автомат турбопак), капитальный ремонт аппаратного цеха
ПО «Хлебозавод»	Производство пищевых продуктов	Ввод в эксплуатацию производства по изготовлению тортов
ЗАО «Агрофирма имени Павлова»	Сельское хозяйство	Реконструкция телятника на 100 голов в д. Тарасово, приобретение сельскохозяйственной техники
СПК «Искра»	Сельское хозяйство	Строительство молочно-товарной фермы на 100

		голов в д. Красавино
Сокольский муниципальный район		
ООО «ЭЛК Сокол-Вытегра»	Лесозаготовка и обработка древесины	Строительство завода по производству биомасла, биоугольных пеллет, клееного березового щита и сращенной профилированной березовой доски
ООО «Устьелес»	Лесозаготовка и обработка древесины	Строительство фанерного производства
Сямженский муниципальный район		
ООО «Сямженское Лесоперерабатывающее Предприятие»	Лесозаготовка и обработка древесины	Приобретение и установка оборудования
Тарногский муниципальный район		
ОАО «Тарногский маслозавод»	Производство пищевых продуктов	Модернизация оборудования (монтаж линии по производству и фасовке творога)
Тотемский муниципальный район		
Колхоз «Родина»	Сельское хозяйство	Установка второго доильного зала
МП «Тотемский хлебокомбинат»	Производство пищевых продуктов	Приобретение здания и монтаж оборудования по производству тортов
Усть-Кубинский муниципальный район		
ЗАО «Агрофирма Герой»	Сельское хозяйство	Реконструкция и модернизация молочного комплекса: ввод в эксплуатацию телятника Бережное-4 под беспривязное содержание молодняка на 400 ското-мест; ввод в эксплуатацию фермы Бережное-6.
Устюженский муниципальный район		
СПК «Красный партизан»	Сельское хозяйство	Строительство свиноводческого комплекса
СПССК «Устюженский картофель»	Сельское хозяйство	Строительство логистического центра для оптовой торговли овощами
ООО «ЛПК им. Желябова»	Лесозаготовка и обработка древесины	Модернизация
Харовский муниципальный район		
ООО «Харовсклеспром»	Лесозаготовка и обработка древесины	Реконструкции лесопильного завода по переработке хвойного пиловочника
Чагодощенский муниципальный район		
ООО «Заря»	Сельское хозяйство	Организация агрокомплекса по выращиванию мясных пород КРС (крупного рогатого скота)
Череповецкий муниципальный район		
ЗАО «Малечкино»	Сельское хозяйство	Ввод в эксплуатацию 3-х птичников на 210 тыс. голов
ЗАО «Ботово»	Сельское хозяйство	Реконструкция производства
Колхоз «Мяксинский»	Сельское хозяйство	Ввод в эксплуатацию телятника на 135 голов КРС (крупного рогатого скота)
Шекснинский муниципальный район		
ООО «Шекснинская Заря»	Сельское хозяйство	Реконструкция животноводческих помещений
ЗАО «Шексна»	Сельское хозяйство	Реконструкция и модернизация животноводческих ферм комплекса «Екимовское»
СПК «Русь»	Сельское хозяйство	Строительство телятника
г. Вологда		
ООО «Александра плюс»	Прочие производства	Строительство завода по производству ультразвукового оборудования
ОАО «Оптимер»	Прочие производства	Строительство нового цеха по производству многофункциональных устройств водоподготовки
ООО «Нестле»	Производство пищевых продуктов	Расширение производства детского питания и каш с применением новейших технологий и рецептур
г. Череповец		

ОАО «ФосАгро-Череповец»	Химическое производство	Строительство нового агрегата аммиака мощностью до 1 155 тыс. т/год
Муниципалитет г. Череповец	Химическое производство	Строительство завода по производству специальных защитных покрытий
Муниципалитет г. Череповец	Производство машин и оборудования	Создание технологического центра по производству специализированной техники, промышленному дизайну, обработке пластика
Муниципалитет г. Череповец	Производство строительных материалов	Завод по производству гипсокартона в Севернойпромзоне
Муниципалитет г. Череповец	Прочие производства	Завод по производству упаковочной тары
Муниципалитет г. Череповец	Прочие производства	Развитие перерабатывающего производства и сферы логистики на въезде в город с южной и северной сторон
Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь»	Металлургия	Реконструкция коксовой батареи №7 с установкой сухого тушения пара
Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь»	Металлургия	Реконструкция цеха улавливания химических продуктов
Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь»	Металлургия	ТЭЦ-ПВС (генерирующее подразделение). Замена турбогенератора (ТГ-4) с организацией отбора пара 20 ата
Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь»	Металлургия	КЦ. Воздухоразделительная установка №12. Внешняя инфраструктура (обеспечение кислородом производства)
Череповецкий металлургический комбинат ПАО «Северсталь»	Металлургия	Участок сортовой заготовки. Агрегат для производства мелющих шаров
Муниципалитет г. Череповец	Прочие производства	«Технопарк в сфере высоких технологий в г.Череповце»
Муниципалитет г. Череповец	Прочие производства	Комплексная переработка твердых бытовых отходов
Муниципалитет г. Череповец (МУП «Электросеть»)	Электроэнергетика	Строительство ПС 110/35/10 кВ «Южная» и ВЛ-110\35\10 кВ в Зашекснинском районе г. Череповца
Муниципалитет г. Череповец (МУП «Электросеть»)	Электроэнергетика	Проектирование и строительство кабельной канализации от ПС 110/10 кВ «Южная» до 108, 110 и 119 мкр. Зашекснинского района
Муниципалитет г. Череповец (МУП «Электросеть»)	Электроэнергетика	Реконструкция ПС-500 кВ «Череповецкая» включающая замену АТ 6х167 МВА на аналогичные, замена ячеек 500, 220 кВ, строительство нового здания ОПУ
Муниципалитет г. Череповец (МУП «Электросеть»)	Электроэнергетика	Реконструкция ОРУ-110 кВ (открытое распределительное устройство) ПС-220/110/10 кВ «Зашекснинская»
Муниципалитет г. Череповец (МУП «Электросеть»)	Электроэнергетика	Новое строительство КЛ-10 кВ. В 2016-2020 годах планируется построить КЛ протяженностью: 2016 год - 18,025 км 2017 год - 23,132 км 2018 год - 18,164 км 2019 год - 21,460 км 2020 год - 25,049 км
*- В соответствии с «Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Череповца на 2013—2016 годы и перспективу до 2020 года», утвержденной решением Череповецкой городской Думы от 25 января 2012 года № 271		

6.5. Прогноз развития энергетики Вологодской области на основе ВИЭ и местных видов топлива

Социально-экономическое развитие Вологодской области неразрывно связано с расширением и рациональным использованием имеющихся в регионе природных ресурсов, главными из которых являются 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 ОАО «Белозерский леспромхоз», ЗАО «Череповецкий ФМК», ОАО «Сокольский ДОК», ООО «Премиумлес», ООО «Харовсклеспром», ООО «Новаторский ЛПК», ОАО «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 промышленной мини-ТЭЦ «Белый Ручей» мощностью 6 МВт, использующей в качестве основного топлива отходы областных деревообрабатывающих предприятий. Вторая мини-ТЭЦ на древесных отходах мощностью 3 МВт электрической энергии пущена в 2006 году на ОАО «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 функционирует 7 предприятий по производству биотоплива, общей производственной мощностью около 60 тыс. тонн пеллет в год.

Информация о производителях пеллет

Производитель	Контактная информация	Объем производства
ООО Пкф «Пеллетс»	г. Череповец	Топливная гранула (диаметр 8 мм) 1400 тонн/мес.
ООО «Профэксперт»	г. Вологда, Фактическое местоположение: Вологодская обл., пос. Тарнога	Топливная гранула (диаметр 6 мм, 8 мм) 350-400 тонн/мес., свободные объемы 100-150 тонн, к концу 2014 года планируется удвоить объем выпуска продукции
ООО «Валдекс»	Фактическое местоположение: Вологодская обл., г. Никольск, п. Левобережный	Топливная гранула (диаметр 6 мм, 8 мм) 500 тонн/мес., свободные объемы 250-300 тонн
ЗАО «Биоэнергетическая топливная компания»	Юридический адрес: Вологодская обл., Сокольский р-н, г. Кадников Фактическое местоположение: Вологодская обл., Сокольский р-н, урочище Алтай	Топливная гранула (диаметр 6 мм) 1000 тонн/мес.
ООО «Биолеспром»	Юридический адрес: 162300, Вологодская обл., Верховажский р-н, с. Верховажье, ул. Парковая, д. 24 Фактическое местоположение: Вологодская обл., Верховажский р-н, с. Верховажье, д. Пахомовская	Топливная гранула (диаметр 8 мм) 1000-1200 тонн/мес.
ЗАО «Вологодский лесохимический завод»	г. Вологда	Топливная гранула (диаметр 6 мм, 8 мм) 300 тонн/мес.
ООО «Соната»	г. Вологда	Топливная гранула (диаметр 6 мм) 100-150 тонн/мес.

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. При наличии поддержки федерального бюджета на территории области предусматривается строительство мини-ТЭЦ в пос. Чагода мощностью электрической – 20 МВт и тепловой – 30 Гкал/час, работающей на торфе.

Развитие малой гидрогенерации на территории Вологодской области в настоящий момент является одним из наиболее приоритетных направлений. На территории области сейчас действуют ГЭС № 31, № 32 в г. Вытегре мощностью 2 МВт и Шекснинская ГЭС мощностью 24 МВт, при этом долгосрочной целевой программой «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Вологодской области на 2010 – 2015 годы и на перспективу до 2020 года», утвержденной постановлением Правительства области от 30 июля 2010 года № 886, предусмотрено строительство восьми ГЭС общей установленной мощностью 12,45МВт.

Также Правительством области заключено Соглашение о сотрудничестве с генерирующей компанией ЗАО «Норд Гидро», в рамках которого ЗАО «Норд Гидро» обязуется разработать и реализовать программу строительства, реконструкции и ввода в эксплуатацию 10 объектов работающих на возобновляемых источниках энергии. Согласно данному соглашению, гидротехнические объекты на территории Вологодской области будут строиться за счет собственных средств ЗАО «Норд Гидро».

В октябре 2011 года специалистами ЗАО «Норд Гидро» при поддержке Департамента природных ресурсов и экологии области и Департамента топливно-энергетического комплекса области, было проведено обследование 8 гидротехнических сооружений Вологодской области с целью определения возможности размещения на их базе объектов возобновляемой энергетики. В ходе обследования, например, были определены 2 перспективных гидротехнических объекта, являющихся частью гидротехнических сооружений Череповецкой ГРЭС, на базе которых возможно строительство малых гидроэлектростанций мощностью до 25 МВт. Общий перечень объектов гидрогенерации, строительство которых на территории Вологодской области предусматривается соглашением с ЗАО «Норд Гидро», представлен ниже.

Общий перечень объектов гидрогенерации

№ п/п	Наименование ГЭС	Вид станции	Местоположение объекта	Планируемая установленная мощность, кВт	Средняя многолетняя выработка тыс.кВт	Год ввода в эксплуатацию
1	МГЭС «Череповецкая»	малая ГЭС	река Суда	900	5800	2016
2	ГЭС Вологодского водоканала	малая ГЭС	река Вологда	400	1725	2019
3	Плотина «Александровская»	малая ГЭС	река Ковжа	350	1533	2019
4	Плотина «Ковжа»	малая ГЭС	река Ковжа	200	867	2020
5	Плотина «Депо»	малая ГЭС	река Белый ручей	80	350	2020
6	МГЭС «Опоки»	малая ГЭС	река Сухона	10000	43800	2017
7	Плотина «Красавино»	малая ГЭС	пруд ОАО «Вологодский текстиль»	40	270	2020
8	Шекснинская гидроэлектростанция	ГЭС	река Шексна	200000-800000	400000	2020
9	МГЭС «Вытегра»	малая ГЭС	река Вытегра	1200	6000	2020