

ПРАВИТЕЛЬСТВО ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 15.01.2015 № 23-п
г. Ярославль

О Программе развития
электроэнергетики Ярославской
области на 2015 – 2019 годы и
признании утратившим силу
постановления Правительства
области от 24.12.2013 № 1712-п

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

ПРАВИТЕЛЬСТВО ОБЛАСТИ ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики Ярославской области на 2015 – 2019 годы (далее – Программа).

2. Департаменту энергетики и регулирования тарифов Ярославской области обеспечить контроль за ходом реализации Программы в порядке, установленном пунктом 2 раздела VI Программы.

3. Признать утратившим силу постановление Правительства области от 24.12.2013 № 1712-п «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2014 – 2018 годы и признании утратившими силу постановлений Правительства области от 12.04.2012 № 279-п и 24.01.2013 № 22-п».

4. Контроль за исполнением постановления возложить на заместителя Губернатора области Шапошникову Н.В.

5. Постановление вступает в силу с момента подписания.

Губернатор области

С.Н. Ястребов

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Правительства области
от 15.01.2015 № 23-п

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Ярославской области
на 2015 – 2019 годы

Паспорт Программы

Наименование Программы	Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2015 – 2019 годы (далее – Программа)
Основание разработки Программы	<ul style="list-style-type: none">- постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;- распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р;- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;- Стратегия социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, утвержденная постановлением Правительства области от 06.03.2014 № 188-п «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года»;- постановление Правительства области от 23.07.2008 № 385-п «Об утверждении Схемы территориального планирования Ярославской области»
Разработчик Программы	ОАО «Северо-западный энергетический инжиниринговый центр»
Цель Программы	развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения в долгосрочной и среднесрочной перспективе спроса на электроэнергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Ярославской области
Задачи Программы	<ul style="list-style-type: none">- обеспечение надежного функционирования энергосистемы Ярославской области в долгосрочной перспективе;- обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электроэнергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации

объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

- обеспечение координации региональных планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, перспективного развития электроэнергетики;

- повышение энергоэффективности экономики области

Срок реализации
Программы

2015 – 2019 годы

Основные
исполнители
Программы

- субъекты энергетики – лица, осуществляющие деятельность в сфере энергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электроэнергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электроэнергии (мощности), организацию купли-продажи электроэнергии и мощности;

- департамент энергетики и регулирования тарифов Ярославской области;

- органы местного самоуправления муниципальных образований Ярославской области

Объемы и
источники
финансирования
Программы

финансирование Программы осуществляется в основном из внебюджетных источников, бюджетное финансирование предусмотрено в рамках реализуемых областных целевых программ

Система
организации
контроля за
исполнением
Программы

контроль за исполнением Программы осуществляет Правительство области

Дополнительная
информация

разработка Программы произведена на основании Схемы развития электрических сетей напряжением 35 – 500 кВ Ярославской энергосистемы на период до 2020 года с перспективой до 2030 года с учетом региональной программы «Энергосбережение и повышение энергоэффективности в Ярославской области» на 2014 – 2016 годы, утвержденной постановлением Правительства области от 26.12.2013

№ 1735-п «Об утверждении региональной программы «Энергосбережение и повышение энергоэффективности в Ярославской области» на 2014 – 2016 годы» (далее – Программа энергосбережения). Программа не относится к категории областных целевых программ и не создает расходных обязательств областного и местных бюджетов по заявленным мероприятиям, поскольку требования к ней установлены непосредственно Министерством энергетики Российской Федерации

I. Общая характеристика региона

Территория, занимаемая Ярославской областью, составляет 36,4 тыс. кв. километров, численность населения (на 01.01.2010) – 1272,5 тыс. человек, в том числе городского – 1045,5 тыс. человек (82,2 процента), сельского – 227 тыс. человек (17,8 процента).

Административная характеристика муниципальных образований Ярославской области на 01 января 2013 года: 11 городских поселений, 17 муниципальных районов, три городских округа (г. Ярославль, г. Рыбинск, г. Переславль-Залесский), 69 сельских поселений.

Основными крупными городами области являются: Ярославль, Рыбинск, Ростов, Тутаев, Углич, Переславль-Залесский.

Историческое и современное позиционирование Ярославской области как узлового региона предопределяет выполнение областью роли важной транспортно-распределительной и торговой зоны на северо-востоке европейской части России, а Ярославлем – центра формирующейся Верхневолжской агломерации с населением свыше 2 млн. человек.

Ярославская область занимает одно из ключевых мест в системе транспортных коридоров Европа – Азия, что подтверждает ее роль в качестве потенциального транспортно-распределительного узла общероссийского значения. Здесь находится управление Северной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги», расположен международный аэропорт «Туношна». По территории Ярославской области проходят федеральные автомобильные дороги Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск и Москва – Ярославль – Кострома – Киров – Пермь – Екатеринбург.

Ярославская область является частью центрального экономического района и входит в число наиболее развитых в промышленном отношении регионов страны. По объему производства промышленной продукции область входит в первую тройку регионов Центрального федерального округа, по совокупному показателю уровня социально-экономического развития занимает 11 место в России. Около 300 ярославских предприятий имеют федеральное значение и являются лидерами в своих отраслях.

Ярославская область является одним из наиболее индустриально развитых регионов России. В решении экономических и социальных задач развития экономики региона промышленный сектор играет важную роль. На его долю приходится около 40 процентов валового регионального продукта экономики области и около 30 процентов численности занятых в экономике области.

Всего в области насчитывается 368 промышленных предприятий. Наибольшее количество промышленных предприятий расположено в г. Ярославле (128 единиц), г. Рыбинске (55 единиц) и г. Переславле-Залесском (30 единиц).

Организациями, осуществляющими промышленные виды деятельности, производится около 70 процентов объема товаров и услуг, производимых крупными и средними предприятиями области.

В структуре произведенной продукции преобладает доля обрабатывающих производств, среди которых наиболее развитыми отраслями являются машиностроение, нефтехимия, пищевая и легкая промышленность.

Машиностроение является основной отраслью промышленности региона, на долю которой приходится 29,1 процента объема реализации продукции в промышленности области и 46,5 процента населения, занятого в промышленности области.

Данная отрасль специализируется на различных направлениях производства, среди которых особенно выделяется двигателестроение, представленное крупнейшими предприятиями как области, так и России: ОАО «НПО «Сатурн», ОАО «Автодизель», ОАО «Тутаевский моторный завод», ОАО «Ярославский завод дизельной аппаратуры». В городах Ярославле и Тутаеве выпускают дизельные агрегаты и топливную аппаратуру для большегрузных автомобилей и сельскохозяйственной техники, в г. Рыбинске – авиационные двигатели для гражданских и военных самолетов.

Судостроение представлено четырьмя наиболее крупными предприятиями, расположенными в городах Ярославле и Рыбинске. ОАО «Ярославский судостроительный завод», ОАО «Судостроительный завод «Вымпел», ОАО «Рыбинская судостроительная верфь», ООО «Верфь братьев Нобель» выпускают суда различного класса и назначения.

К электротехнической подотрасли машиностроения относятся: ОАО «ЭЛДИН», ОАО «Ярославский завод «Красный маяк», ОАО «Ярославский радиозавод», комплекс кабельных предприятий, производящих электродвигатели, вибраторы, кабельную продукцию.

Среди предприятий приборостроения особое место занимают ОАО «Рыбинский завод приборостроения», ОАО «Ростовский оптико-механический завод».

Старейшим производителем дорожных машин является ОАО «Раскат».

Кроме этого, в машиностроительный комплекс области входят следующие основные предприятия, выпускающие:

- станки и инструменты – ОАО «Пролетарская свобода», ЗАО «Ярполимермаш-Татнефть», ЗАО «Новые инструментальные решения»;
- гидроаппаратуру – ОАО Гаврилов-Ямский машиностроительный завод «Агат»;
- земельные снаряды – ОАО «Завод гидромеханизации»;
- полиграфические машины – ООО «Литекс»,

и многие другие.

Второй по значимости отраслью промышленности является нефтехимия, доля которой составляет 24 процента от объема реализации продукции промышленности области.

На предприятиях химической и нефтехимической промышленности выпускаются шины для грузовых, легковых автомобилей и самолетов (ОАО «Ярославский шинный завод»), высококачественные лакокрасочные

материалы (ОАО «Русские краски», ОАО «Объединение «Ярославские краски», группа компаний «Индекс»), технический углерод (ОАО «Ярославский технический углерод»), резинотехнические изделия (ЗАО «Ярославль-Резинотехника», ОАО «Ярославский завод РТИ»), упаковочные материалы, химико-фотографическая продукция (ОАО «Компания «Славич») и другая продукция.

Нефтеперерабатывающая отрасль представлена крупнейшим нефтеперерабатывающим предприятием – ОАО «Славнефть – Ярославнефтеоргсинтез», производящим бензин, керосин, дизельное топливо, масла, мазут.

Третье место по объему реализации продукции занимает пищевая и перерабатывающая промышленность (доля составляет 22 процента), в состав которой входят предприятия по переработке зерна, мяса, молока, овощей: ЗАО «Атрус» и ЗАО «Консервный завод «Поречский» (г. Ростов), ЗАО «РАМОЗ» и ОАО «Рыбинскхлебопродукт» (г. Рыбинск), ОАО «Ярославский комбинат молочных продуктов» (г. Ярославль). В г. Рыбинске выпускаются комбикорма (ОАО «Рыбинский комбикормовый завод»), в городах Ярославле, Угличе, Данилове – масло и сыр.

Одним из крупнейших производителей пива в Центральной России является филиал ОАО «Пивоваренная компания «Балтика» – «Балтика – Ярославль». Сигареты табачной фабрики ЗАО «Балканская звезда» пользуются заслуженным спросом как в России, так и за рубежом. Более 100 лет выпускает высококачественную продукцию ОАО «Ликероводочный завод «Ярославский».

Легкая промышленность представлена производством льняных и хлопковых тканей и пряжи (ОАО «Ярославский комбинат технических тканей «Красный Перекоп», ЗАО «Красный Перевал», ЗАО «Гаврилов-Ямский льнокомбинат», ООО «Льнокомбинат Тульма», ОАО «Красные ткачи»), кожи (ЗАО «Хром»), валенок (ООО «Ярославская фабрика валяной обуви») и обуви, рабочей одежды, шубных изделий из натурального меха (ОАО «Ярославская овчинно-меховая фабрика»), кружевных и вышитых тканей (ЗАО «Новый мир»).

В области имеется сеть предприятий по производству строительных и отделочных материалов: кирпича, сборного железобетона, теплоизоляционных кровельных материалов, керамзита, плитки тротуарной, бордюрного камня и других материалов.

К лесной и деревообрабатывающей отраслям относятся лесокombинаты, предприятия по производству пиломатериалов, мебели и гофрокартона.

Промышленный комплекс Ярославской области опирается на мощный научно-технический потенциал, использует имеющиеся ресурсы и огромный опыт производства уникальной продукции, стремится к созданию конкурентоспособного инновационного продукта на уровне лучших мировых образцов.

Сельское хозяйство региона представлено следующими

направлениями: животноводство (разведение крупного рогатого скота, свиней, в Тутаевском, Большесельском, Угличском муниципальных районах развито овцеводство овчинно-шубного направления, вокруг крупных городов – Ярославля и Рыбинска – построены крупные птицефабрики); растениеводство (преобладание кормовых культур, выращивание зерновых культур, картофеля, цикория, овощей, технических культур, главная из которых лен).

Наблюдается процесс коренной структурной перестройки в сельском хозяйстве. В области уделяется большое внимание строительству объектов малой переработки сельскохозяйственной продукции.

Топливо-энергетический комплекс и его развитие в современных условиях – острая экономическая проблема. Потребность в электроэнергии область обеспечивает примерно на 50 процентов, остальное приходится приобретать за пределами области, что в рыночных условиях существенно повышает себестоимость продукции и готовых изделий. Высокоразвитый в хозяйственном отношении регион потребляет большое количество энергии и топлива. Основным источником электроэнергии Ярославской области – природный газ и нефть, а из собственных источников – гидроресурсы. В прошлом широко использовался торф, первые электростанции работали на торфе. В конце восьмидесятых годов прошлого столетия электростанции перешли на сжигание природного газа. В настоящее время на территории Ярославской области на торфе работает котельная в пос. Мокеево Некоузского муниципального района. Доля торфа в топливном балансе региона в 2012 году составила 0,01 процента.

В настоящее время в регионе насчитывается более 900 месторождений торфа. Основные месторождения сосредоточены на территории Некоузского, Рыбинского, Ярославского и Переславского муниципальных районов. Добыча торфа осуществляется на севере области – в Некоузском муниципальном районе и на юге – в Переславском.

По территории области проходят несколько магистральных нефтепроводов, входящих в систему трубопроводного транспорта нефти России.

Основные природные ресурсы Ярославской области – торф, песчано-гравийные материалы, строительный песок и сапрпель.

Минерально-сырьевая база региона формировалась в течение 70 лет, с двадцатых по восьмидесятые годы XX века. В результате проведения геолого-разведочных работ в области выявлено 1 169 месторождений различных полезных ископаемых, в том числе 1 044 месторождения торфа и сапрпеля.

Недра Ярославской области обладают также геологическими предпосылками для выявления нетрадиционных полезных ископаемых: тугоплавких и бентонитовых глин, титан-циркониевых песков, глауконитов, вивианитов, урана, золота и углеводородного сырья.

Ярославская область – один из наиболее экономически развитых регионов Российской Федерации. Хотя область не обладает значительными

сырьевыми ресурсами, экономика региона динамично развивается. Доля Ярославской области в формировании совокупного валового регионального продукта Российской Федерации составляет около 2 процентов.

Значительный вклад в экономику области вносит и малый бизнес.

В настоящее время в Ярославской области действует более 23,6 тыс. малых предприятий, свыше 36 тыс. индивидуальных предпринимателей, около 2 тыс. крестьянских (фермерских) хозяйств. В сфере малого предпринимательства с учетом наемных работников у индивидуальных предпринимателей занято свыше 200 тыс. человек, в том числе на малых предприятиях свыше 100 тыс. человек. Среди малых и средних предприятий области есть такие, спрос на продукцию которых существует не только в России, но и за рубежом.

Открытая политика органов власти региона, направленная на поддержку бизнеса, выгодное географическое положение и развитая инфраструктура во многом способствуют активной интеграции области в систему мировых экономических связей. В настоящее время область поддерживает внешнеторговые связи с 87 странами мира, активно привлекает российских и зарубежных инвесторов.

Ярославская область отличается высокой интенсивностью внешнеэкономических связей и экспортом продуктов преимущественно первичной переработки нефти и полуфабрикатов.

II. Анализ состояния энергетики Ярославской области

1. Характеристика энергосистемы Ярославской области

1.1. Энергосистема Ярославской области включает в себя:

- три ТЭС, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, общей установленной мощностью 616 МВт, в том числе: Ярославская ТЭЦ-1 – 81 МВт, Ярославская ТЭЦ-2 – 275 МВт, Ярославская ТЭЦ-3 – 260 МВт;

- три ГЭС общей установленной мощностью на расчетный пропуск воды 466,56 МВт, в том числе: Угличская ГЭС – 120 МВт, Рыбинская ГЭС – 346,4 МВт, Хоробровская ГЭС – 0,16 МВт;

- две блок-станции установленной мощностью 54,5 МВт (ОАО «НПО «Сатурн», ОАО «Ярославский технический углерод»);

- объекты электросетевого хозяйства, в том числе единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть напряжением 220 кВ, протяженностью 1243,3 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов 2167 МВА, территориальные распределительные электрические сети филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 4317,4 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 3508 МВА, а также распределительные сети напряжением 0,4 – 10 кВ, протяженностью

40557 километров и установленной электрической мощностью трансформаторов 2745 МВА.

1.2. Структура региональной электроэнергетики складывается следующим образом:

1.2.1. Поставки электроэнергии и мощности конечным потребителям на территории области осуществляют три гарантирующих поставщика (ОАО «Ярославская сбытовая компания», ООО «Русэнергосбыт» и ОАО «Оборонэнергосбыт») и семь независимых сбытовых компаний (ЗАО «МАРЭМ+», ООО «Транснефтьсервис», ООО «Русэнергоресурс», ОАО «Пивоваренная компания «Балтика», ОАО «Каскад-Энергосбыт», ОАО «Сибурэнергоменеджмент», ООО «Межрегионэнергосбыт»).

1.2.2. Услуги по передаче электроэнергии по региональным электрическим сетям до конечных потребителей оказывает филиал ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», семь муниципальных предприятий и 69 территориальных сетевых организаций различной формы собственности.

1.2.3. Генерацию Ярославской энергосистемы представляют следующие предприятия: ОАО «ТГК-2», в которое входят Ярославская ТЭЦ-1, Ярославская ТЭЦ-2, Ярославская ТЭЦ-3, филиал ОАО «РусГидро» – «КВВГЭС», включая Угличскую ГЭС, Рыбинскую ГЭС, блок-станции и энергоустановки, находящиеся в собственности промышленных предприятий (ОАО «НПО «Сатурн», ОАО «Ярославский технический углерод»).

При этом ОАО «ТГК-2» и филиал ОАО «РусГидро» – «КВВГЭС» являются субъектами только оптового рынка и не имеют прямых договоров на поставку электроэнергии на розничном рынке Ярославской области, а блок-станции и энергоустановки работают в основном для удовлетворения потребности в электроэнергии предприятий – собственников данных электростанций.

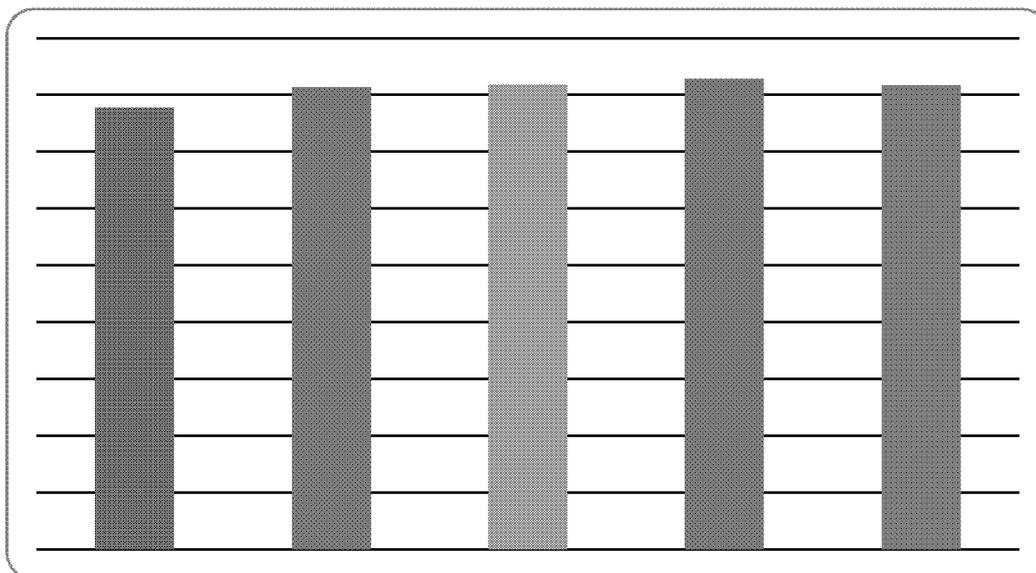
2. Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области за последние 5 лет

Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области (данные официальной статистики) представлена в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	Единица измерения	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Электропотребление	млн. кВт×ч	7771,0	8133,0	8185,2	8279,5	8172,7
Рост к предыдущему году	процентов		104,7	100,6	101,2	98,7
Рост к 2009 году	процентов		104,7	105,3	106,5	105,2

Динамика изменения электропотребления за период 2009 – 2013 годов,
млн. кВт×ч



После окончания финансового кризиса мировой и российской экономики и характерного для него падения электропотребления в 2009 году в 2012 году продолжается постепенное повышение электропотребления, по сравнению с 2011 годом оно увеличилось на 1,13 процента. Снижение энергопотребления в 2013 году связано с уменьшением объёмов поставок нефти ООО «Балтнефтепровод» и снижением объёма выпускаемой продукции ОАО «Автодизель».

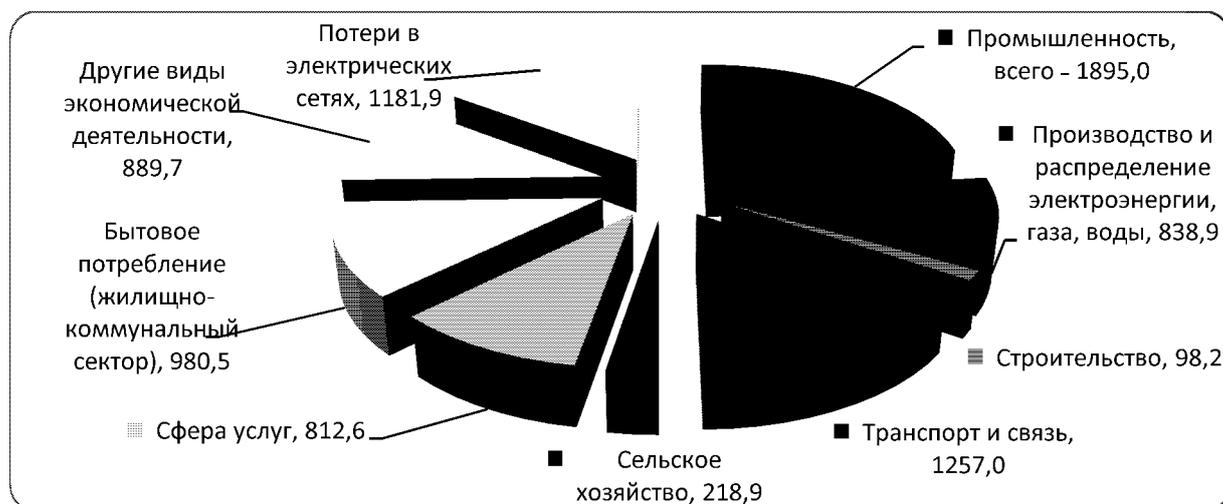
3. Структура электропотребления Ярославской области

Основными энергопотребителями в области являются промышленные предприятия, расходующие более 23 процентов всей электроэнергии. Наибольший расход электроэнергии приходится на предприятия машиностроения, нефтехимической промышленности. Потребление в сфере транспорта и связи составляет 15,4 процента, доля населения в энергопотреблении составляет 12 процентов, сельскохозяйственных потребителей – около 2,7 процента.

Структура электропотребления
в Ярославской области в 2013 году

Наименование сферы энергопотребления	Объем, млн. кВт×ч	Доля, процентов
Всего	8 172,7	100
в том числе:		
Промышленность – всего	1 895,0	23,2
в том числе:		
- производство нефтепродуктов	1 040,7	
- химическое производство	231,9	
- машиностроение	622,4	
Производство и распределение электроэнергии, газа, воды	838,9	10,3
Строительство	98,2	1,2
Транспорт и связь	1 257,0	15,4
Сельское хозяйство	218,9	2,7
Сфера услуг	812,6	9,9
Бытовое потребление (жилищно-коммуналь- ный сектор)	980,5	12,0
Другие виды экономической деятельности	889,7	10,9
Потери в электрических сетях – всего	1 181,9	14,4
в том числе:		
- ТСО и филиал ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	981,7	
- филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС	200,2	

Структура потребления электроэнергии, млн. кВт×ч



4. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

Таблица 3

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование отрасли/производства	Потребляемая мощность, млн. кВт×ч				
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ОАО «Славнефть-ЯНОС»	нефтеперерабатывающая промышленность	981,3	1027,0	1033,6	1045,2	1032,0
2.	ООО «Балтнефтепровод»	перекачка нефти	495,3	518,4	521,7	527,6	521,0
3.	ОАО «Автодизель»	машиностроение	280,4	293,4	295,3	298,6	294,8
4.	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	газораспределительный комплекс	148,5	155,4	156,4	158,2	156,2
5.	ОАО «Ярославль-водоканал»	жилищно-коммунальное хозяйство	103,2	108,0	108,7	109,9	108,5
6.	ОАО «Тутаевский моторный завод»	машиностроение	93,1	97,5	98,1	99,2	97,9
7.	ОАО «Ярославский шинный завод»	шинная промышленность	91,4	95,7	96,3	97,4	96,2
8.	ОАО «Ярославский завод дизельной аппаратуры»	машиностроение	77,2	80,8	81,3	82,2	81,2
9.	ОАО «Русэнерго-сбыт»	железнодорожный	48,6	50,9	51,2	51,8	51,1

1	2	3	4	5	6	7	8
		транспорт					
10.	ООО «Переславский технопарк»	машиностроение	47,8	50,1	50,4	51,0	50,4
11.	ОАО «Пивоваренная компания «Балтика»	пищевая промышленность	48,4	50,7	51,0	51,6	50,9
12.	ОАО «НПО «Сатурн»	машиностроение	47,2	49,4	49,7	50,3	49,7
13.	ОАО «Компания «Славич»	химическая промышленность	41,2	43,1	43,4	43,9	43,3
14.	МУП «Водоканал», г. Рыбинск	жилищно-коммунальное хозяйство	29,9	31,3	31,5	31,9	31,5
15.	ОАО «ЭЛДИН»	машиностроение	27,2	28,5	28,7	29,0	28,6
16.	ОАО «Ярославский шиноремонтный завод»	машиностроение	24,0	25,1	25,3	25,6	25,3
17.	ОАО «Ярославский бройлер»	пищевая промышленность	23,8	24,9	25,1	25,4	25,1
18.	ОАО «Рыбинсккабель»	лёгкая промышленность	22,7	23,7	23,9	24,2	23,9
19.	ОАО «Русские краски»	химическая промышленность	19,2	20,1	20,2	20,4	20,1
20.	ОАО «Завод фрикционных и термостойких материалов»	химическая промышленность	12,8	13,4	13,5	13,7	13,5
21.	ОАО «Ярославский завод РТИ»	приборостроение	12,1	12,6	12,7	12,8	12,6
22.	ОАО «Гаврилов-Ямский машиностроительный завод «Агат»	машиностроение	11,9	12,4	12,5	12,6	12,4
23.	ОАО «Термостойкие изделия и инженерные разработки»	лёгкая промышленность	11,8	12,3	12,4	12,5	12,3
24.	ОАО «Ярославский радиозавод»	приборостроение	11,4	11,9	12,0	12,1	11,9
25.	ОАО «Рыбинский завод приборостроения»	приборостроение	11,1	11,6	11,7	11,8	11,7

1	2	3	4	5	6	7	8
26.	ЗАО «Атрус»	пищевая промышленность	10,2	10,6	10,7	10,8	10,7

5. Динамика энерго- и электроёмкости валового регионального продукта
Ярославской области

Таблица 4

Наименование показателя	Единица измерения	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Валовой региональный продукт	млн. руб.	219940	247290	292778	306000	295650
Численность населения	тыс. чел.	1310,5	1272,5	1271	1271	1270
Энергоемкость	кг у.т./ тыс. руб.	26,9	27,71	28,54	27,73	26,92
Электроёмкость	тыс. кВт×ч/ тыс. руб.	35,33	32,89	27,96	24,10	23,65
Потребление электроэнергии на душу населения	тыс. руб./ чел.	69,84	72,93	87,72	102,22	102,5

6. Характеристика объектов электросетевого хозяйства на территории
Ярославской области

Таблица 5

Установленная мощность АТ и трансформаторов ПС 35 кВ и выше

Наименование объекта	Количество ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА
Объекты филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:		
- 500 кВ	0	-
- 220 кВ	9	2167,0
Объекты филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:		
- 110 кВ	64	2506,1
- 35 кВ	110	689,6
Объекты прочих собственников:		
- 110 кВ	25	1338,8
- 35 кВ	27	329,9
Всего по Ярославской области	235	7031,4

Протяженность ВЛ энергосистемы Ярославской области

Наименование объекта	Протяженность ВЛ, км
Объекты филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:	
- 500 кВ	-
- 220 кВ	1243,3
Объекты филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:	
- 110 кВ	1906,5
- 35 кВ	2413,2
Объекты прочих собственников:	
- 110 кВ	18,0
- 35 кВ	3,1
Всего по Ярославской области	5586,1

Общие сведения о линиях электропередачи и ПС 35 – 110 кВ филиала «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС и их технические характеристики приведены в Схеме развития электрических сетей (приложение к Программе).

В период 2009 – 2013 годов в Ярославской области введены в эксплуатацию три ПС 110 кВ (210 МВА), проведены техническое перевооружение и реконструкция с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощностью на семи ПС 110 кВ (увеличение мощности – 54,1 МВА) и на девяти ПС 35 кВ (увеличение мощности – 27,9 МВА), введено 6 километров линий электропередачи 110 кВ, 15,5 километра линий электропередачи 35 кВ. В 2011 году осуществлён перевод ВЛ 110 кВ «Ивановские ПГУ» – «Неро»-1, 2 на напряжение 220 кВ, а также произведена замена АТ-2 на ПС 220 кВ «Неро». В 2013 году завершены работы по комплексной реконструкции ПС 220 кВ «Пошехонье».

Филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС в 2013 году выполнены следующие работы:

- замена 2-х выключателей 110 кВ, вводов АТ-2 110, 220 кВ на ПС 220 кВ «Тверицкая»;
- замена Т-1 ПС 220 кВ «Сатурн» на трансформатор аналогичной мощности (40 МВА);
- замена 3-х выключателей 220 кВ на ПС 220 кВ «Ярославская»;
- введены в эксплуатацию 2 ячейки 110 кВ ПС 220 кВ «Тутаев» для выдачи мощности ПГУ-ТЭС-52 МВт.

Филиалом ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2013 году выполнены следующие работы:

- реконструкция ПС 110 кВ «Халдеево» с установкой выключателей 110 кВ;

- реконструкция ПС 110 кВ «Дружба» с установкой выключателей Т-1;
- реконструкция ПС 110 кВ «Луговая» с установкой выключателей и ТТ 110 кВ Т-1 и Т-2;
- реконструкция ПС 110 кВ «Борисоглеб» с установкой выключателей, ТТ и ОПН 110 кВ Т-1 и Т-2;
- реконструкция ПС 110 кВ «Тишино» с установкой выключателей и ОПН 110 кВ Т-1 и Т-2;
- введена в эксплуатацию ПС 110 кВ «Новосёлки» с заходами ВЛ 110 кВ;
- введена в эксплуатацию ПС 110 кВ ПГУ-ТЭС;
- введены в эксплуатацию КЛ 110 кВ ПГУ-ТЭС – Тутаев № 1, 2;
- реконструкция с заменой Т-1 ПС 110 кВ «Киноплёнка» 6,3 МВА на 16 МВА;
- реконструкция с заменой Т-2 ПС 110 кВ «Нила» 6,3 МВА на 16 МВА;
- реконструкция с заменой Т-1 ПС 35 кВ «Сараево» 1 МВА на 2,5 МВА.

Данные по вводу в эксплуатацию новых объектов и реконструкции существующих приведены в таблице 7.

Таблица 7

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Протяженность, км
1	2	3	4	5
I. Ввод ПС				
1.	ПС 110 кВ «Которосль»	2010	2×25	
2.	ПС 110 кВ «Новосёлки»	2013	2×40	
3.	ПС 110 кВ «ПГУ-ТЭС»	2013	2×40	
II. Замена трансформаторов				
1.	ПС 110 кВ «Чайка»	2008	2×16/2×25	
2.	ПС 110 кВ «Шушково»	2008	20/25	
3.	ПС 110 кВ «Коромыслово»	2008	20/25	
4.	ПС 110 кВ «Путятино»	2008	20/25	
5.	ПС 35 кВ «Ватолино»	2010	2,5/4	
6.	ПС 35 кВ «Туношна»	2010	4/2,5	
7.	ПС 35 кВ «Некрасово»	2010	2×10/2×16	
8.	ПС 35 кВ «Волна»	2011	2,5/4	
9.	ПС 110 кВ «Депо»	2011	0/16	
10.	ПС 110 кВ «Константиново»	2011	20/15	
11.	ПС 110 кВ «Беклемишево»	2011	20/25	
12.	ПС 35 кВ «Ананьино»	2011	2×1,6/2×2,5	
13.	ПС 35 кВ «Ширинье»	2011	2,5/4	
14.	ПС 35 кВ «Тутаев»	2011	2×6,3/2×10	
15.	ПС 110 кВ «Нила»	2012	6,3/16	

1	2	3	4	5
16.	ПС 110 кВ «Тормозная»	2012	16/25	
17.	ПС 35 кВ «Песочное»	2012	1,8/4	
18.	ПС 110 кВ «Киноплёнка»	2013	6,3/16	
19.	ПС 110 кВ «Нила»	2013	6,3/16	
20.	ПС 35 кВ «Сараево»	2013	1/2,5	
21.	ПС 220 кВ «Сатурн»	2013	40/40	
III. Ввод ВЛ				
1.	Заход ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ «Которосль»	2010		3,30
2.	Расширение ВЛ 35 кВ «Шашково» – «Левобережная»	2011		15,49
3.	КЛ 110 кВ «ПГУ-ТЭС – Тутаев № 1»	2013		0,45
4.	КЛ 110 кВ «ПГУ-ТЭС – Тутаев № 2»	2013		0,45
5.	Заходы на ПС 110 кВ «Новоселки»	2013		1,8

7. Структура установленной электрической мощности на территории Ярославской области

Данные о вводе в эксплуатацию генерирующих мощностей и структуре установленной мощности генерирующих объектов представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8

№ п/п	Наименование генерирующего источника	Ввод генерирующей мощности, МВт	Год ввода
1.	Угличская ГЭС	65	2011
2.	Рыбинская ГЭС	65	2014

Таблица 9

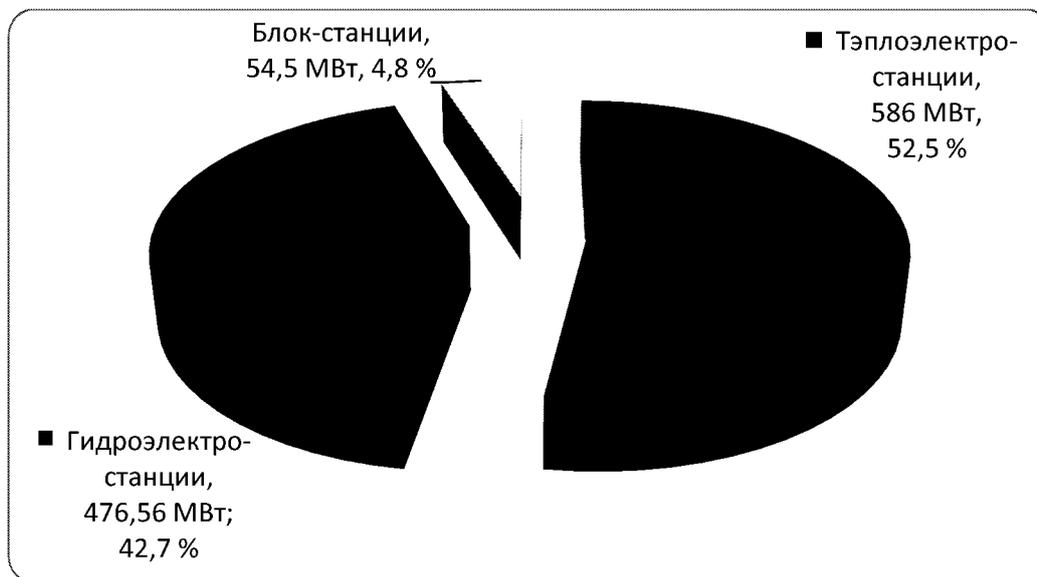
Структура установленной мощности генерирующих объектов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1	2	3	4
1.	ТЭЦ – всего	586	52,5
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	81	
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	245	
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	260	
2.	ГЭС – всего	476,56	42,7
2.1.	Угличская ГЭС	120	
2.2.	Рыбинская ГЭС	356,4	
2.3.	Хоробровская ГЭС	0,16	

1	2	3	4
3.	Блок-станции – всего	54,5	4,8
3.1.	ОАО «Ярославский технический углерод»	24	
3.2.	ОАО «НПО «Сагурн»	30,5	
	Всего	1117,06	100

Диаграмма 3

Структура установленной мощности генерирующих объектов



8. Состав оборудования электростанций

В таблице 10 приведен состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Таблица 10

№ п/п	Наименование электростанции, состава основного оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность на 01.03.2013, МВт	Ведомственная принадлежность
1	2	3	4	5
I. ТЭЦ				
1.	Ярославская ТЭЦ-1		81	ОАО «ТГК-2»
	в том числе:			
	ст. № 2 Т-25-29	1935	-	
	ст. № 3 ПТ-25-90/10М	1949	25	
	ст. № 4 ПТ-25-90/10М	1952	25	
	ст. № 5 Р-25-90/31	1958	-	
	ст. № 6 Р-6-90/31	1959	6	

1	2	3	4	5
	ст. № 7 ПТ-25/30-8,8/1,0-1	2000	25	
2.	Ярославская ТЭЦ-2		245	ОАО «ТГК-2»
	в том числе:			
	ст. № 1 ПТ-30-90/13	1955	-	
	ст. № 2 ПР-20-90/1,2	1957	20	
	ст. № 3 Р-50-130/13	1964	-	
	ст. № 4 Т-50-130	1965	50	
	ст. № 5 ПТ-60-130/13	1970	60	
	ст. № 6 ТП-115/125-130-1тп	2007	115	
3.	Ярославская ТЭЦ-3		260	ОАО «ТГК-2»
	в том числе:			
	ст. № 1 ПТ-65/75-130/13	1961	65	
	ст. № 2 ПТ-65/75-130/13	1962	65	
	ст. № 3 Р-50-130/13	1963	-	
	ст. № 4 ПТ-65/75-130/13	1965	65	
	ст. № 5 ПТ-65/75-130/13	1966	65	
	ст. № 6 Р-50-130/13	1970	-	
II. ГЭС				
1.	Угличская ГЭС		120	филиал ОАО «РусГидро» - «КВВГЭС»
	в том числе:			
	ст. № 1 СВ-1250/170-96	1940	55	
	ст. № 2 СВ-1343/150-100	2011	65	
2.	Рыбинская ГЭС		356,4	филиал ОАО «РусГидро» - «КВВГЭС»
	в том числе:			
	ст. № 1 СВ-1250/170-96	1941	55	
	ст. № 2 СВ-1243/165-96	2014	65	
	ст. № 3 СВ-1250/170-96	1950	55	
	ст. № 4 СВ-1243/160-96	2002	63,2	
	ст. № 5 СВ-1250/170-96	1945	55	
	ст. № 6 СВ-1243/160-96	1998	63,2	
3.	Хоробровская ГЭС			филиал ОАО «РусГидро» - «КВВГЭС»
	в том числе:			
	ст. № 1 ОВ16-110МБК	2003	0,08	
	ст. № 2 ОВ16-110МБК	2003	0,08	
III. Блок-станции				
1.	Блок-станция		24	ОАО «Ярославский технический углерод»

1	2	3	4	5
	в том числе:			
	ст. № 1 ГТУ-1		12	
	ст. № 2 ГТУ-2		12	
2.	ОАО «НПО «Сатурн» – всего		30,5	ОАО «НПО «Сатурн»
	в том числе:			
	ТЭЦ		16	
	в том числе:			
	ст. № 1 Т-6-2УЗ		6	
	ст. № 2 Т2-6-2		6	
	ст. № 3 Т3-4-2		4	
	ГТУ		2,5	
	в том числе:			
	ст. № 1 ГТУ-1		2,5	
	ст. № 2 ГТУ-2		-	
	ГТЭС-14		12	
	в том числе:			
	ст. № 1 ТК-6-2РУЗ		6	
	ст. № 2 ТК-6-2РУЗ		6	

9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций
и видам собственности

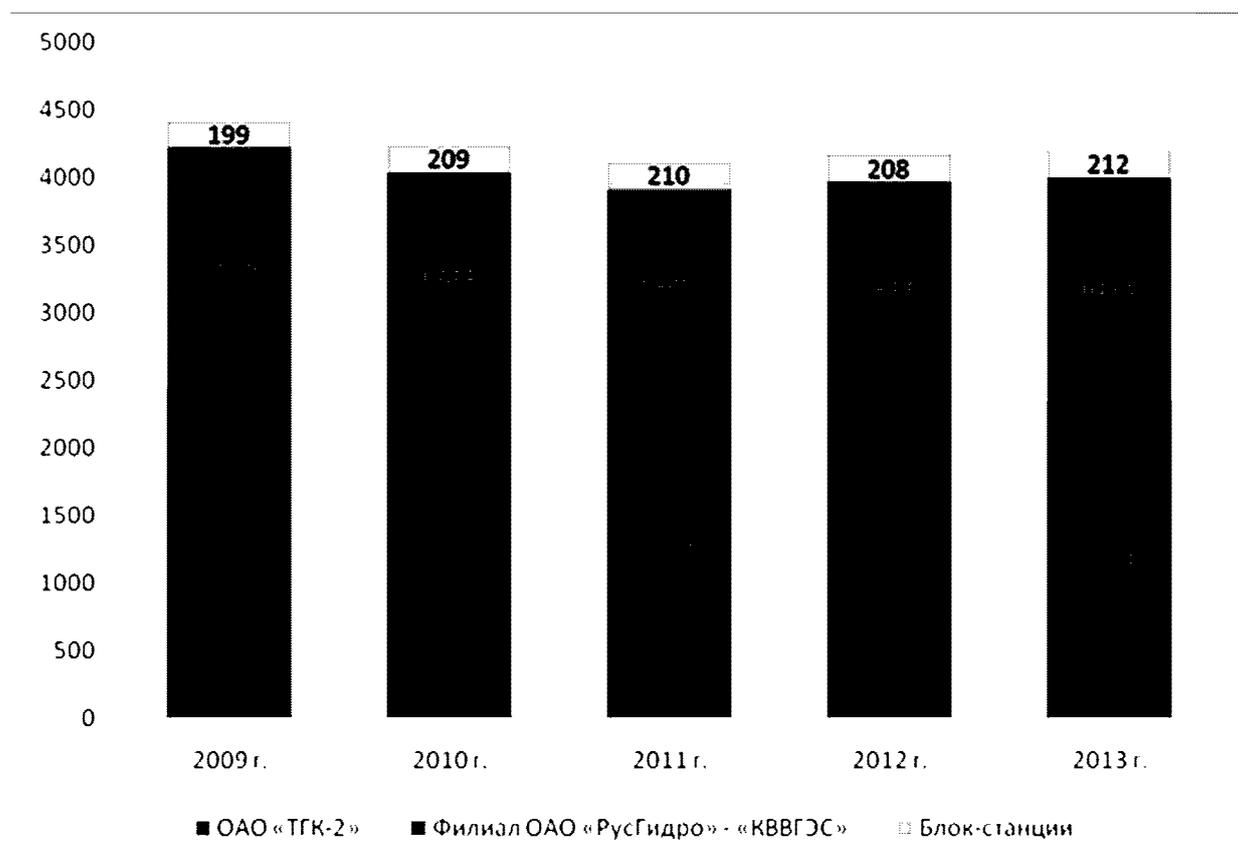
Таблица 11

№ п/п	Наименование объекта	Единица измерения	Выработка электроэнергии, млн. кВт×ч				
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
	Всего по энергосистеме	млн. кВт×ч	4422	4248	4123	4177	4210
	в том числе:						
1.	ТЭЦ ОАО «ТГК-2» – всего	млн. кВт×ч	2446	2531	2519	2439	2356
	в том числе:						
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	млн. кВт×ч	394	385	384	329	297
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	млн. кВт×ч	977	995	981	992	972
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	млн. кВт×ч	1075	1151	1154	1118	1087
2.	Филиал ОАО «РусГидро» – «КВВГЭС» – всего	млн. кВт×ч	1777	1508	1394	1530	1642
	в том числе:						
2.1.	Рыбинская ГЭС	млн. кВт×ч	1449	1286	1123	1170	1336
2.2.	Угличская ГЭС	млн. кВт×ч	328	222	271	360	306
3.	Блок-станции – всего	млн. кВт×ч	199	209	210	208	212
	в том числе:						

1	2	3	4	5	6	7	8
3.1.	ОАО «НПО «Сатурн»	млн. кВт×ч	199	209	210	208	212
3.2.	ОАО «Ярославский технический углерод»	млн. кВт×ч					

Диаграмма 4

Структура выработки электроэнергии за отчетный период 2009 – 2013 годов,
млн. кВт×ч



10. Балансы электроэнергии (мощности) за последние 5 лет

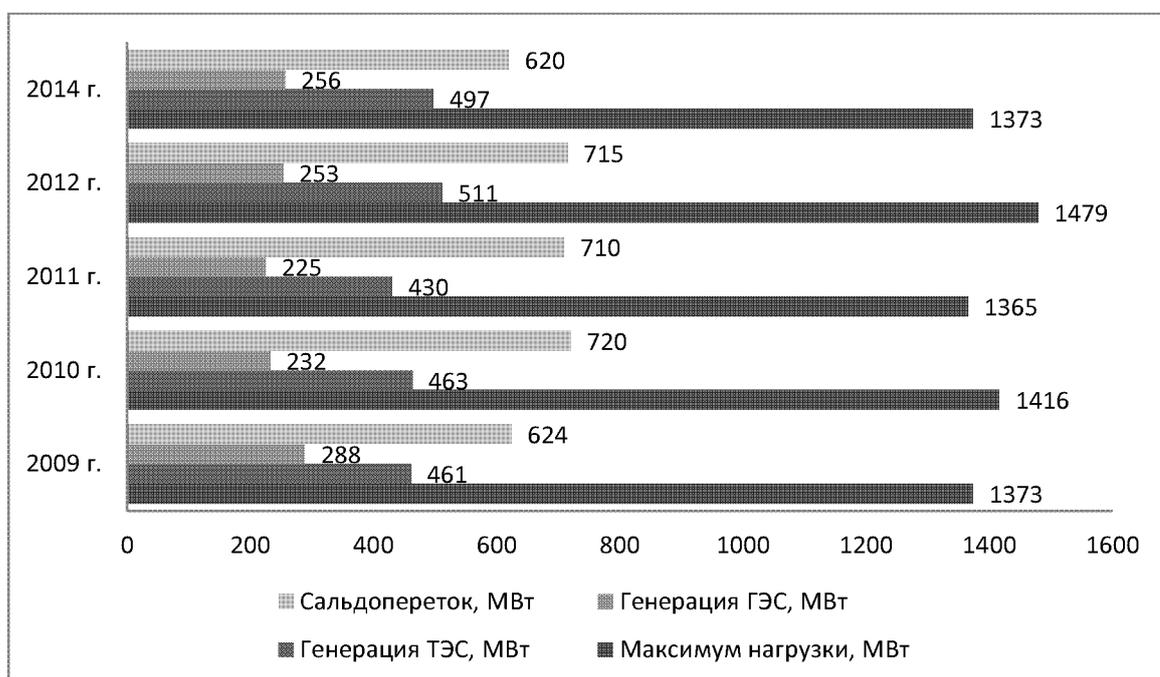
Баланс электроэнергии (мощности) в Ярославской области обеспечивается за счет собственной выработки электроэнергии электростанций, ТЭЦ и ГЭС, которая составляет около 50 – 56 процентов энергопотребления, и сальдированного перетока электроэнергии по магистральным сетям ОАО «ФСК ЕЭС» от поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности.

Баланс мощности энергосистемы Ярославской области за 2009 – 2013 годы

Наименование показателя	Единица измерения	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Максимум нагрузки	МВт	1373	1416	1365	1479	1373
Генерация ТЭС	МВт	461	463	430	511	497
Генерация ГЭС	МВт	288	232	225	253	256
Сальдопереток	МВт	624	720	710	715	620

Диаграмма 5

Динамика изменения максимума нагрузки и генерации за отчетный период 2009 – 2013 годов, МВт



Баланс электроэнергии энергосистемы Ярославской области
за 2009 – 2013 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Фактическое значение				
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
1.	Потребление электроэнергии	млн. кВт×ч	7771	8133	8185	8279	8173
2.	Выработка электроэнергии – всего в том числе:	млн. кВт×ч	4422	4248	4123	4177	4210
2.1.	ТЭЦ (вместе с блоками)	млн. кВт×ч	2645	2740	2729	2647	2568
2.2.	ГЭС	млн. кВт×ч	1777	1508	1394	1530	1642
3.	Сальдо-переток	млн. кВт×ч	3349	3885	4062	4102	3963

Энергосистема Ярославской области является дефицитной как по мощности, так и по объему (количеству) вырабатываемой электроэнергии.

11. Основные характеристики системообразующей сети

Перечень существующих линий электропередачи и ПС 110 кВ и выше приведен в Схеме развития электрических сетей.

Основная электрическая сеть энергосистемы Ярославской области сформирована с использованием системы номинального напряжения 110 – 220 кВ.

Системообразующей сетью энергосистемы Ярославской области является сеть 220 кВ ВЛ 220 кВ, являясь звеньями межсистемных связей объединенной энергосистемы Центра, служат для покрытия дефицита мощности энергосистемы Ярославской области, связывают все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На этом напряжении осуществляется связь Ярославской энергосистемы с другими энергосистемами: Костромской (ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», «Мотордеталь – Тверицкая»), Московской (2 ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря»), Владимирской (ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеш»), Вологодской (ВЛ 220 кВ «Белозёрская – Пошехонье» с отпайкой на ПС «Зашекснинская», «Пошехонье – Череповец-2», «Пошехонье – Вологда», «Пошехонье – Ростилово»), Ивановской (2 КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро»).

Электрические сети напряжением 220 кВ используются для выдачи мощности электростанций, питания крупных нагрузочных узлов. В настоящее время на территории Ярославской области действуют девять ПС 220 кВ: «Ярославская», «Тверицкая», «Венера», «Вега», «Тутаев», «Неро», «Трубеш», «Сатурн», «Пошехонье» – общей установленной мощностью 2167 МВА. Протяженность ВЛЭП 220 кВ – 1243,3 км.

Действующая сеть 110 кВ энергосистемы выполняет, в основном, функции распределительной сети, обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. На напряжении 110 кВ осуществляется выдача мощности основных электростанций. На этом напряжении также осуществляется связь Ярославской энергосистемы с другими энергосистемами (Костромской, Владимирской, Тверской, Вологодской).

Все находящиеся на территории энергосистемы Ярославской области электросетевые объекты напряжением 220 кВ являются объектами ЕНЭС, а их эксплуатация осуществляется филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС.

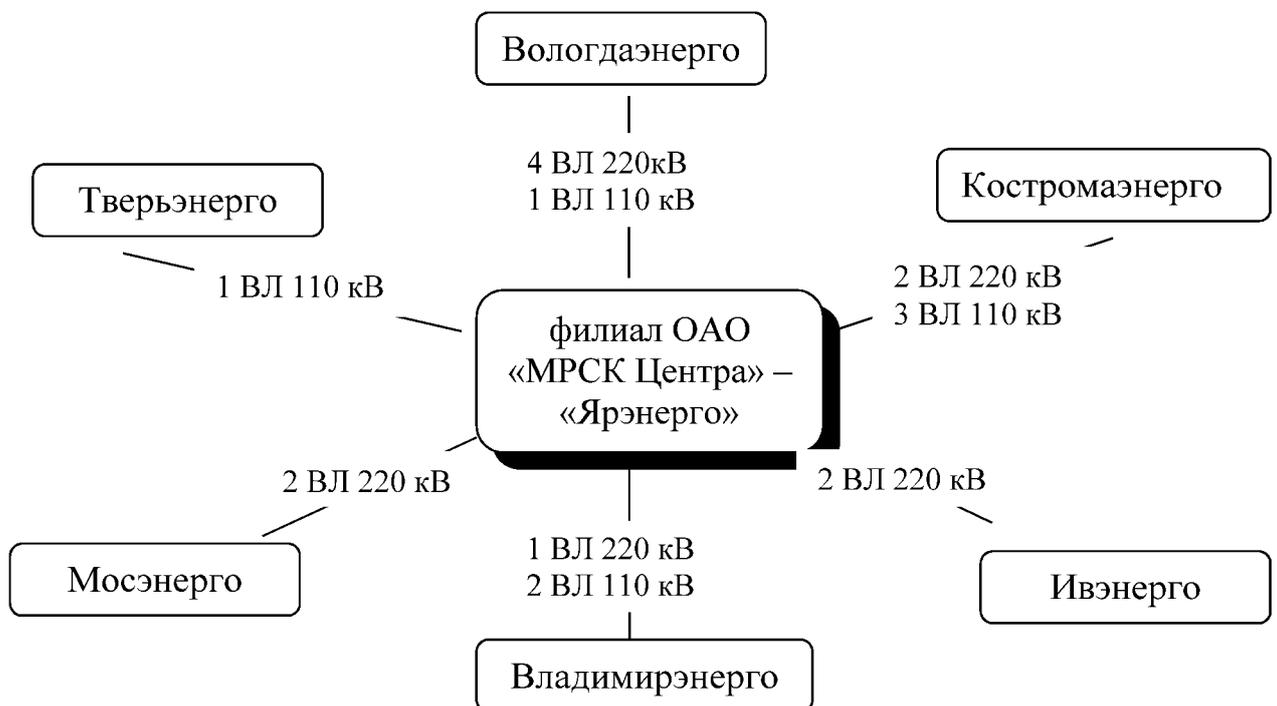
В энергосистеме Ярославской области находится в эксплуатации 87 ПС 110 кВ установленной мощностью 3844,9 МВА и 137 ПС 35 кВ установленной мощностью 1019,5 МВА.

Протяженность линий электропередачи: 110 кВ – 1924,5 км, 35 кВ – 2410,1 км.

12. Основные внешние электрические связи Ярославской энергосистемы

Рисунок 1

Схема внешних электрических связей Ярославской области



Внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области представлены следующим образом:

- с Костромаэнерго:

220 кВ: ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», ВЛ 220 кВ «Мотордеталь – Тверицкая»;

110 кВ: ВЛ 110 кВ «Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Нерехта-2», ВЛ 110 кВ «Халдеево – Буй»;

- с Ивэнерго 220 кВ: КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро-1», КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро-2»;

- с Владимирэнерго:

220 кВ: ВЛ 220 кВ «Александров – Трубейж»;

110 кВ: ВЛ 110 кВ «Александров – Балакирево-1», ВЛ 110 кВ «Александров – Балакирево-2»;

- с Мосэнерго 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря Западная», ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря Восточная»;

- с Тверьэнерго 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Пищалкино – Бежецк»;

- с Вологдаэнерго:

220 кВ: ВЛ 220 кВ «Белозёрская – Пошехонье» с отпайкой на ПС «Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Череповец-2», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Ростилово», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Вологда»;

110 кВ: ВЛ 110 кВ «Ростилово – Скалино».

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Ярославской области

Основные проблемы энергосистемы Ярославской области в настоящее время:

- физическое и моральное старение оборудования ПС и линий электропередачи;

- дефицит собственных генерирующих мощностей, физическое и моральное старение оборудования электростанций;

- недостаточная пропускная способность основных электрических сетей, приводящая к снижению надежности электроснабжения потребителей;

- растущий дефицит мощности и электроэнергии.

Ярославская энергосистема является дефицитной как по мощности, так и по объему (количеству) вырабатываемой электроэнергии. Покрытие дефицита осуществляется за счет получения мощности от соседних энергосистем.

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ: «Костромская ГРЭС – Ярославская» и «Мотордеталь – Тверицкая», по которым покрывается почти 50 процентов дефицита мощности энергосистемы, из чего следует, что надежность электроснабжения Ярославской энергосистемы в значительной степени зависит от работы

ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская» и «Мотордеталь – Тверицкая».

Наиболее загруженные ВЛ 110 кВ: «Рыбинская ГЭС – Восточная» (Щербаковская-1, 2), «Нерехта – Ярцево» («Нерехта-1, 2» и «Ярцево – Лютово»), «Венера – Шестихино» («Шестихинская-1, 2»). Загрузка ВЛ 110 кВ в настоящее время не превышает допустимых значений в нормальной схеме. В ремонтных и послеаварийных режимах на данные ВЛ ложится нагрузка выше допустимых значений. Доля ВЛ 110 кВ имеет срок эксплуатации более 40 лет и подлежит полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и подвеской проводов большего сечения.

Как показали результаты анализа, темпы старения оборудования ВЛ 110 кВ и выше превышают темпы вывода его из эксплуатации и замены. В сетях 220 кВ в настоящее время 63 процента ВЛ имеют срок эксплуатации свыше 40 лет, 63 процента АТ 220 кВ и 60 процентов АТ 110 кВ имеют срок эксплуатации более 25 лет.

Анализ результатов замера максимума нагрузки в декабре 2013 года показал, что отдельные ПС являются «закрытыми» для технологического присоединения или имеют ограниченную возможность технологического присоединения в связи с перегрузкой свыше 105 процентов, которая возникает у одного из АТ при отключении второго.

Перечень центров питания с ограничениями технологического присоединения дополнительной мощности приведен в таблице 14.

Таблица 14

№ п/п	Напряжение, кВ	Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
1.	ПС 110/35/10	«Аббакумцево»	10+10
2.	ПС 110/35/10	«Борисоглеб»	16+10
3.	ПС 110/35/10	«Глебово»	10
4.	ПС 110/10	«Депо»	16
5.	ПС 110/6	«Киноплёнка»	6,3+10
6.	ПС 110/35/10	«Нила»	16+16
7.	ПС 110/10	«Перевал»	16+16
8.	ПС 110/35/6	«Переславль»	25+25
9.	ПС 110/35/10	«Ростов»	20+25
10.	ПС 110/35/10	«Техникум»	6,3+6,3
11.	ПС 110/35/10	«Углич»	25+25
12.	ПС 110/10	«Устье»	10+10
13.	ПС 35/10	«Ананьино»	2,5+2,5
14.	ПС 35/6	«Варегово»	1,6
15.	ПС 35/10	«Ватолино»	4,0+4,0
16.	ПС 35/10	«Волна»	4,0+2,5
17.	ПС 35/10	«Глебово»	2,5+2,5
18.	ПС 35/10	«Горелово»	1,6

1	2	3	4
19.	ПС 35/10	«Гузицино»	4,0+4,0
20.	ПС 35/10	«Дорожаево»	1,6+1,6
21.	ПС 35/10	«Красное»	4,0+4,0
22.	ПС 35/6	«Келноть»	4
23.	ПС 35/6	«Купань»	2,5+2,5
24.	ПС 35/10	«Курба»	2,5+2,5
25.	ПС 35/10	«Левобережная»	4
26.	ПС 35/10	«Лесные Поляны»	10+10
27.	ПС 35/6	«Макеиха»	1,6
28.	ПС 35/10	«Милюшино»	1,6
29.	ПС 35/10	«Михайловское»	6,3
30.	ПС 35/10	«Моделово-2»	6,3+6,3
31.	ПС 35/10	«Нагорье»	4,0+4,0
32.	ПС 35/10	«Николо-Корма»	4,0+4,0
33.	ПС 35/6	«Пищалкино»	1,6
34.	ПС 35/6	«Прибрежная»	10+10
35.	ПС 35/10	«Профилакторий»	2,5+2,5
36.	ПС 35/10	«Сараево»	2,5+1,6
37.	ПС 35/10	«Скоморохово»	1,6+1,6
38.	ПС 35/10	«Соломидино»	2,5
39.	ПС 35/10	«Сутка»	2,5
40.	ПС 35/10	«Филимоново»	2,5+2,5
41.	ПС 35/10	«Ширинье»	4,0

Как отмечалось в подразделе 10 раздела II Программы, регион является дефицитным как по мощности, так и по электроэнергии.

Для ликвидации дефицита электроэнергии и мощности на территории региона необходима реализация крупных инвестиционных проектов по развитию собственных генерирующих мощностей.

В сети, относящейся к ЕНЭС, необходима реализация следующих мероприятий:

- реконструкция и модернизация существующих ПС 220 кВ для повышения надежности электроснабжения;

- обеспечение выдачи электроэнергии и мощности в энергосистему от включенной в план строительства ПГУ мощностью 450 МВт на Тенинской водогрейной котельной ОАО «ТГК-2».

В области развития распределительных сетей необходима реализация мероприятий по реконструкции и развитию электрических сетей, предусмотренных Схемой развития электрических сетей, в том числе:

- реконструкция существующих ПС 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам;

- расширение и реконструкция существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострановых ПС;

- замена существующих трансформаторов на более мощные;

- строительство новых ПС в центрах роста нагрузок;

- обеспечение выдачи электроэнергии и мощности в энергосистему от объектов когенерационной энергетики.

В настоящее время износ основных фондов в распределительных электрических сетях 0,4 – 10 кВ составляет свыше 70 процентов, поэтому необходима активизация работ по реконструкции и модернизации распределительных электрических сетей с использованием современных технологий.

В состав распределительного электросетевого комплекса региона, кроме филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», входят 45 территориальных сетевых организаций различной формы собственности.

Также в регионе имеется 99 транзитных ведомственных электросетевых объектов 6 – 10 кВ, через которые осуществляется транспортировка электроэнергии к социально значимым объектам и населению.

Кроме того, в регионе около 0,4 процента электрических сетей 0,4 – 10 кВ от общего количества является бесхозными.

В результате проведенных комплексных проверок территориальных сетевых и ведомственных организаций, имеющих на своем балансе электросетевые объекты, выявлен низкий уровень эксплуатации данных электросетевых активов, что существенно влияет на надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей региона.

На территории области имеется 680 социально значимых объектов, электроснабжение которых осуществляется от одного источника электроснабжения.

Процесс оптимизации затрат электросетевых организаций во многом затруднен из-за высокого уровня расхода электроэнергии на технологические нужды (потери), однако для снижения технологических и коммерческих потерь имеются серьезные резервы.

Исходя из текущего состояния электросетевого комплекса 0,4 – 10 кВ определены приоритетные задачи его усовершенствования:

- интеграция муниципальных и ведомственных электросетевых активов;
- организация выполнения электросетевыми компаниями организационно-технических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в сетях;
- повышение надежности электроснабжения социально значимых потребителей.

IV. Основные направления развития энергетики Ярославской области

1. Цели и задачи развития энергетики Ярославской области

Анализ ситуации, сложившейся в топливно-энергетическом комплексе Ярославской области, выявил проблемы в энергообеспечении. Эти проблемы вызваны рядом причин, влияющих на обеспечение устойчивого энергоснабжения и оказывающих негативное воздействие на развитие экономики Ярославской области. К ним относятся дефицит электрической мощности, ограничение пропускной способности основных электрических сетей, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, а также высокий износ электросетевого и энергетического оборудования топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

Энергетическую независимость Ярославской области снижает отсутствие крупных электрогенерирующих установок и собственных запасов традиционных видов топлива.

Инвестиций в обновление, модернизацию оборудования топливно-энергетического комплекса Ярославской области недостаточно, что приводит к его старению, повышению уровня аварийности и снижению эксплуатационной готовности.

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ярославской области, отвечающей основным задачам концепции социально-экономического развития России, намечен и успешно реализуется комплекс мероприятий, направленных на развитие топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

В качестве приоритетного направления следует выделить развитие системы электроснабжения, которое включает в себя реализацию задач развития электросетевого комплекса и генерации на территории области.

Необходимость развития генерации электроэнергии обусловлена дефицитом собственных генерирующих мощностей в области, для снижения которого предполагается реализация ряда инвестиционных проектов строительства новых и реконструкции существующих генерирующих объектов, в том числе объектов когенерационной энергетики.

Кроме того, строительство новых генерирующих мощностей позволит обеспечить развитие региона в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ярославской области и Схемой территориального планирования Ярославской области, в том числе развитие перспективных инвестиционных площадок.

Таким образом, основной задачей Программы является ликвидация к 2018 году энергодефицита в Ярославской области.

Реализация Программы в части развития электросетевого комплекса направлена на капитальное строительство и реконструкцию с увеличением пропускной способности магистральных и распределительных сетей,

установленных трансформаторных мощностей ПС, что позволит повысить надежность электроснабжения как вновь создаваемых или расширяющихся производственных объектов развивающихся предприятий, так и всех потребителей в целом.

В настоящее время основными стратегическими задачами, позволяющими решить проблемы Ярославской области в сфере энергетики, являются:

- строительство, реконструкция, техническое перевооружение технологической инфраструктуры энергетики, в том числе:

в сфере, относящейся к ЕНЭС:

реконструкция и техническое перевооружение действующих ПС 220 кВ «Ярославская», «Вега»;

реконструкция 130,7 километра и строительство новых линий ВЛ 220 кВ протяженностью 91,2 километра;

в сфере, относящейся к территориальным распределительным сетям:

строительство новых ПС (2/38 МВА), проведение модернизации и реконструкции действующих ПС 110 кВ и ниже с суммарным приростом установленной мощности 163,5 МВА;

строительство ВЛЭП напряжением 35 – 110 кВ общей протяженностью 33,9 километра и реконструкция линий электропередачи напряжением 35 – 110 кВ общей протяженностью 153,4 километра;

- реконструкция действующих и строительство новых электро- и теплогенерирующих установок:

реконструкции Рыбинской ГЭС с заменой гидроагрегатов 55 МВт гидроагрегатами 65 МВт с увеличением к 2019 году генерирующей электрической мощности на 20 МВт;

строительство ПГУ мощностью 450 МВт в районе Тенинской котельной;

строительство ПГУ мощностью 230 МВт в г. Рыбинске;

строительство ПГУ мощностью 148 МВт (средней когенерации) в целях развития когенерационной энергетики.

2. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области на 2015 – 2019 годы

Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области, сформированный на основании данных системного оператора, с учетом прогнозных балансов по ЕНЭС, выполнен для умеренно-оптимистичного и базового вариантов прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и приведен в таблице 15.

Таблица 15

Наименование показателя	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность							
Электропотребление, млн. кВт×час	8173	8216	8251	8282	8282	8283	8284
годовой темп прироста, процентов		0,53	0,43	0,38	0,00	0,01	0,01
Максимальная мощность, МВт	1373	1472	1477	1479	1483	1483	1483
годовой темп прироста, процентов		7,21	0,34	0,14	0,27	0,00	0,00
Умеренно-оптимистичный вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность							
Электропотребление, млн. кВт×час	8173	8333	8472	8561	8608	8678	8748
годовой темп прироста, процентов		1,96	1,67	1,05	0,55	0,81	0,81
Максимальная мощность, МВт	1373	1484	1505	1517	1528	1540	1552
годовой темп прироста, процентов		8,08	1,42	0,80	0,73	0,79	0,78

При разработке прогноза спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области учитывалось снижение потребления электроэнергии в результате проведения электросетевыми организациями и потребителями мероприятий по повышению эффективного использования электроэнергии.

Данный прогноз не учитывает потребность в электроэнергии и мощности перспективных инвестиционных площадок.

3. Детализация электропотребления по отдельным частям энергосистемы Ярославской области

Прогноз потребления мощности с разбивкой по основным энергорайонам Ярославской области представлен в таблице 16.

Таблица 16

Наименование энергорайона	Единица измерения	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Базовый вариант прогноза потребления мощности								
Ярославский энергорайон	МВт	851	916	931	927	934	936	937
	процентов	62	62,2	63	62,7	63	63,1	63,2
Рыбинский энергорайон	МВт	288	306	295	294	291	283	279
	процентов	21	20,8	20	19,9	19,6	19,1	18,8
Ростовский энергорайон	МВт	233	250	251	257	258	264	267
	процентов	17	17	17	17,4	17,4	17,8	18
Всего по энергосистеме	МВт	1373	1472	1477	1479	1483	1483	1483
Умеренно-оптимистичный вариант прогноза потребления мощности								
Ярославский энергорайон	МВт	851	923	948	951	963	972	981
	процентов	62	62,2	63	62,7	63	63,1	63,2
Рыбинский энергорайон	МВт	288	309	301	302	299	294	292
	процентов	21	20,8	20	19,9	19,6	19,1	18,8
Ростовский энергорайон	МВт	233	252	256	264	266	274	279
	процентов	17	17	17	17,4	17,4	17,8	18
Всего по энергосистеме	МВт	1373	1484	1505	1517	1528	1540	1552

4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ярославской области, в том числе с учётом развития когенерационной электроэнергетики

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на действующих электростанциях Ярославской области мощностью не менее 5 МВт приведен в таблице 17.

Таблица 17

Генерирующий источник		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Все-го, МВт
Всего, в том числе	ввод и модернизация				10		10	20
	демонтаж							
	прирост				10		10	20
Рыбинская ГЭС	ввод и модернизация				10		10	20
	демонтаж							
	прирост				10		10	20

Согласно проекту реконструкция Рыбинской ГЭС будет выполняться в 8 этапов и предусматривает:

- установку двух АТ 220/110 кВ мощностью 2×63 МВА (введены в 2013 году);

- замену существующих групп 1Т (выполнено в 2014 г.) и 2Т однофазных трансформаторов 220/13,8 кВ мощностью 3×46 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 1Г, 2Г, 3Г, 4Г;

- замену существующих групп 3Т и 4Т однофазных трансформаторов 220/110/13,8 кВ мощностью 3×23 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 5Г, 6Г;

- реконструкцию гидроагрегатов мощностью 55 МВт с увеличением мощности до 65 МВт, в том числе:

- 2Г – реконструирован в 2014 году;

- 3Г – окончание реконструкции в 2017 году;

- 1Г – окончание реконструкции в 2019 году.

Увеличение генерирующей мощности на Рыбинской ГЭС к 2019 году по отношению к 2014 году составит 20 МВт.

В таблице 18 приведены данные по намечаемому вводу генерирующих мощностей по Ярославской области на период до 2019 года в соответствии со СиПР ЕЭС России.

Таблица 18

Перечень мероприятий по вводу новых объектов генерации электроэнергии в Ярославской области в 2014 – 2019 годах согласно СиПР ЕЭС России

Генерирующий источник	Тип установки	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
ПГУ 450 МВт на базе Тенинской котельной	ПГУ-450	450						502
ПГУ-ТЭС-52 МВт в г. Тутаеве	ПГУ-52	52						

В таблице 19 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования.

Таблица 19

Наименование мероприятия	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	502			10		10	522
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования	502			10		10	522

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2014 – 2019 годов составит 522 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

**Перечень мероприятий по вводу в эксплуатацию новых объектов генерации
в Ярославской области в период 2014 – 2019 годов с учётом объектов
средней когенерации**

№ п/п	Генерирующий источник	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
1.	ПГУ 450 МВт в районе Тенинской котельной	450						
2.	ПГУ-ТЭС-52 МВт в г. Тутаеве	52						
3.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Ростове *			24				
4.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Переславле-Залесском **					24		
5.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Ярославле (р-н завода «СК»)***						24	
6.	ПГУ-ТЭС 230 МВт в г. Рыбинске****			230				
	Всего	502	0	254	0	24	24	804

* Предварительно для выдачи мощности потребуется сооружение ПС 110 кВ с трансформаторами 2×25 МВА и 2 КЛ 110 кВ длиной 0,3 км. Выдача мощности будет осуществляться на СШ 110 кВ ПС 220 кВ «Неро».

** Предварительно для выдачи мощности потребуется сооружение ПС 110 кВ с трансформаторами 2×25 МВА и 2 КЛ 110 кВ длиной до 0,5 км. Выдача мощности будет осуществляться на СШ 110 кВ ПС 110 кВ «Переславль».

*** Предварительно для выдачи мощности потребуется сооружение ПС 110 кВ с трансформаторами 2×25 МВА и 2 КЛ 110 кВ длиной до 0,4 км. Выдача мощности будет осуществляться на СШ 110 кВ ПС 110 кВ «Роща».

**** В рамках заключенного Соглашения о сотрудничестве между ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Правительством области планируется строительство ПГУ-230 МВт в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье) взамен мощностей в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье и пос. Волжском). После определения источников финансирования и включения проекта строительства ПГУ-230 МВт в СиПР ЕЭС России на предстоящий период данный объект будет учтён при внесении изменений в Программу с учетом необходимости реконструкции сети 110 – 220 кВ.

В таблице 21 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования с учётом объектов средней когенерации.

Таблица 21

Наименование мероприятия	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	502		254	10	24	34	824
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования	502		254	10	24	34	824

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2014 – 2019 годов составит 842 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

5. Прогнозный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ярославской области

В таблице 22 приведен прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ярославской области на период 2014 – 2019 годов, разработанный по прогнозным данным системного оператора (согласно СиПР ЕЭС России).

Таблица 22

Ярославская энергосистема	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	3	4	5	6	7
Базовый вариант прогнозного баланса производства и потребления электрической энергии и мощности						
Потребность (электропотребление), млн. кВт×ч	8216	8251	8282	8282	8283	8284
Сальдопереток	4627	2530	2610	1058	1261	1106
Покрытие (производство электроэнергии)	3589	5721	5672	7224	7022	7178
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1186	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2404	4536	4486	6038	5836	5992
Потребность (собственный максимум), МВт	1472	1477	1479	1483	1483	1483
Покрытие (установленная мощность)	1619,1	1619,1	1873,1	1873,1	1897,1	1921,1
в том числе:						

1	2	3	4	5	6	7
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6
ТЭС	1142,5	1142,5	1396,5	1396,5	1420,5	1444,5
Умеренно-оптимистичный вариант прогнозного баланса производства и потребления электрической энергии и мощности						
Потребность (электропотребление), млн. кВт·ч	8333	8472	8561	8608	8678	8748
Сальдопереток	4728	2597	2610	933	1019	796
Покрытие (производство электроэнергии)	3605	5875	5951	7675	7659	7952
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1186	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2419	4689	4765	6489	6473	6766
Потребность (собственный максимум), МВт	1484	1505	1517	1528	1540	1552
Покрытие (установленная мощность)	1619,1	1619,1	1873,1	1873,1	1897,1	1921,1
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6
ТЭС	1142,5	1142,5	1396,5	1396,5	1420,5	1444,5

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности представлен в таблице 23.

Таблица 23

Ярославская энергосистема	2014 г.	2015 г.	2016г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	3	4	5	6	7
Базовый вариант прогнозного баланса электроэнергии и мощности						
Потребность (электропотребление), млн. кВт×ч	8216	8251	8282	8282	8283	8284
Сальдопереток	4627	2530	2610	1058	1261	1106
Покрытие (производство электроэнергии)	3589	5721	5672	7224	7022	7178
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1186	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2404	4536	4486	6038	5836	5992
Потребность (собственный максимум), МВт	1472	1477	1479	1483	1483	1483
Покрытие (установленная мощность)	1619,1	1619,1	1873,1	1873,1	1897,1	1921,1
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6

1	2	3	4	5	6	7
ТЭС	1142,5	1142,5	1396,5	1396,5	1420,5	1444,5
Умеренно-оптимистичный вариант прогнозного баланса электроэнергии и мощности						
Потребность (электропотребление), млн. кВт·ч	8333	8472	8561	8608	8678	8748
Сальдопереток	4728	2597	2610	933	1019	796
Покрытие (производство электроэнергии)	3605	5875	5951	7675	7659	7952
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1186	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2419	4689	4765	6489	6473	6766
Потребность (собственный максимум), МВт	1484	1505	1517	1528	1540	1552
Покрытие (установленная мощность)	1619,1	1619,1	1873,1	1873,1	1897,1	1921,1
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6
ТЭС	1142,5	1142,5	1396,5	1396,5	1420,5	1444,5

6. Развитие электросетевого комплекса Ярославской области, включая мероприятия по устранению «узких мест» электрических сетей

Необходимость строительства новых электросетевых объектов, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из уровней потребления электроэнергии и мощности, принятых в Схеме развития электрических сетей, с учетом строительства новых генерирующих мощностей, в том числе объектов когенерации.

Формирование перспективной схемы электрических сетей энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелено на:

- повышение пропускной способности сетей;
- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- обеспечение выдачи электроэнергии и мощности новых объектов генерации, в том числе объектов когенерации, в Ярославскую энергосистему;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы;
- проработку схемы обеспечения перспективных инвестиционных площадок Ярославской области электрической и тепловой энергией;
- ликвидацию «узких мест» электрических сетей.

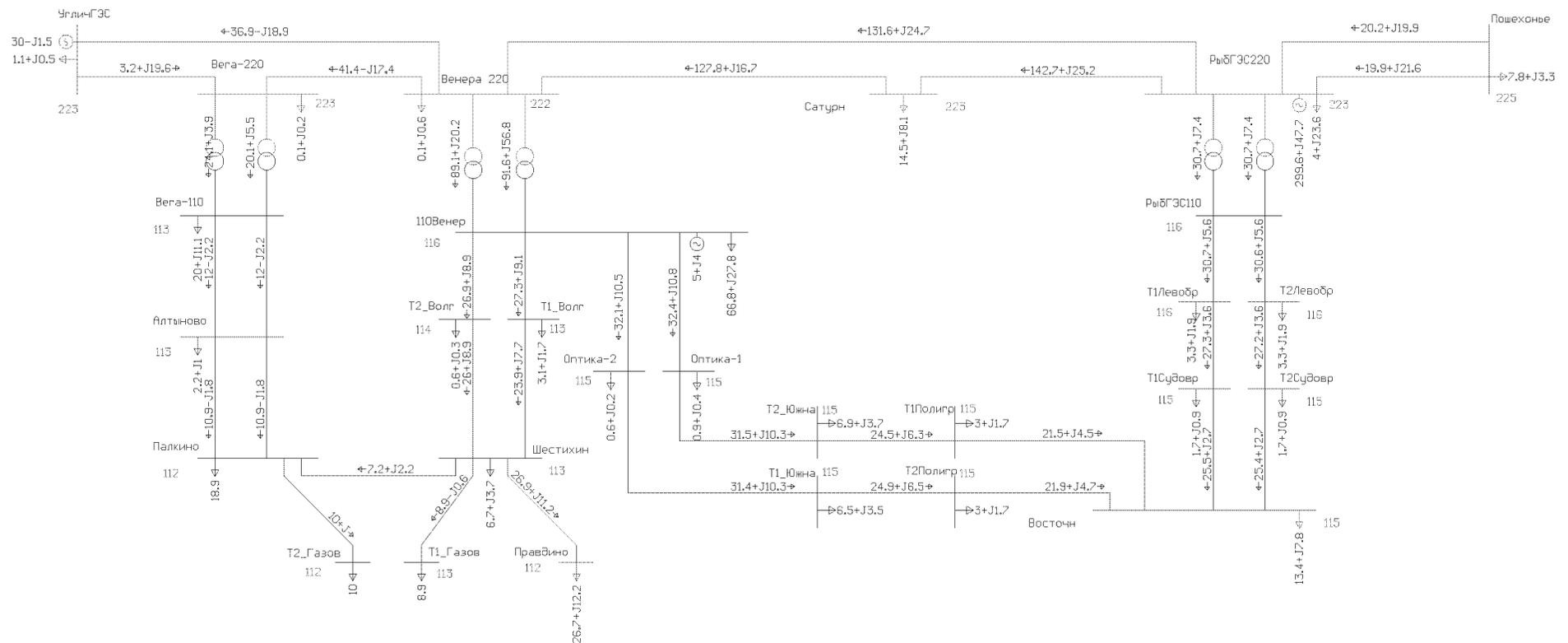
Перечень «узких мест» электрических сетей в сетях 110 кВ и мероприятий по их устранению приведён в таблице 24.

Таблица 24

№ п/п	Наименование объекта	Описание режима	Описание результатов расчётов	Предлагаемые мероприятия
1.	Рыбинский энергоузел	<p>летний максимум 2014 г. Температура окружающей среды около +25 °С. Потребление ОЗ Ярославского РДУ 1040 МВт. Генерация станций: Рыбинская ГЭС = 300 МВт, Угличская ГЭС = 30 МВт, ТЭЦ-1 = 25 МВт, ТЭЦ-2 = 60 МВт, ТЭЦ-3 = 90 МВт</p>	<p>при выводе в ремонт ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Венера» (ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн», ВЛ 220 кВ «Сатурн – Венера») наблюдается перегрузка ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн» (I расч. = 664 А при I доп. = 600 А) и ВЛ 220 кВ «Сатурн – Венера» (I расч. = 625 А при I доп. = 600 А) (ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Венера») по ТТ на ПС 220 кВ «Венера», ПС 220 кВ «Сатурн» и Рыбинской ГЭС. В настоящее время при выводе в ремонт указанных ВЛ 220 кВ применяется ограничение на Р макс. Рыбинской ГЭС</p>	<p>замена ТТ на ПС 220 кВ «Венера», ПС 220 кВ «Сатурн». Перевод ТТ присоединений 220 кВ Рыбинской ГЭС на работу с более высоким Ктт</p>
2.	Ярославский энергоузел	<p>летний максимум 2015 г. Температура окружающей среды около +25 °С. Потребление ОЗ Ярославского РДУ 1070 МВт. Генерация станций: ТЭЦ-1 = 25 МВт, ТЭЦ-2 = 60 МВт, ТЭЦ-3 = 90 МВт</p>	<p>в связи с вводом в работу ПГУ-ТЭС-450 МВт в случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тверицкая» при выведенной в ремонт ВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тутаев» (или ВЛ 110 кВ Ярославская-2 (3)) наблюдается перегрузка ВЛ 110 кВ Ярославская-1 по ошиновке ЗРУ 110 кВ ТЭЦ-3 (I расч. = 550 А при I доп. = 425 А)</p>	<p>замена ошиновки ЗРУ 110 кВ ТЭЦ-3</p>

Расчёты режимов, указанных в таблице 24, приведены на рисунках 2 – 8.

Нормальная схема Ярославской электросети (летний максимум 2014 г.)



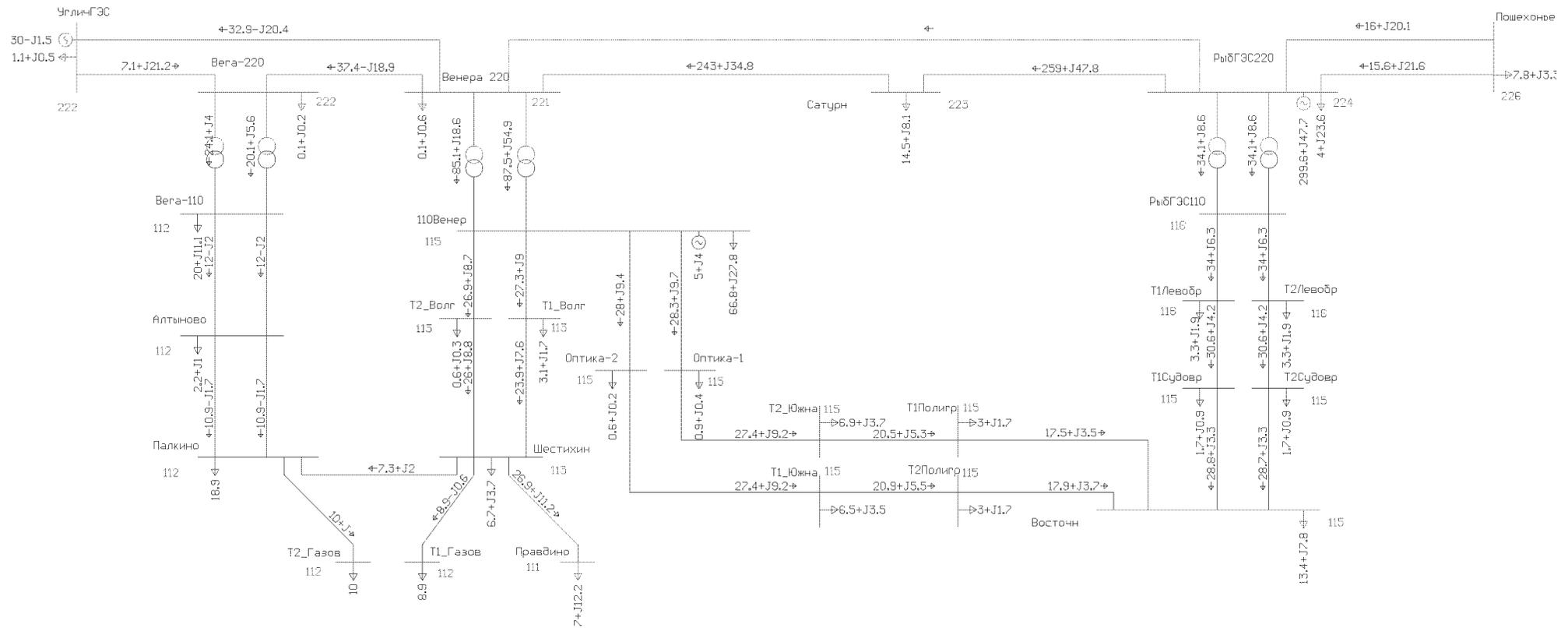
Загрузка сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – «Сатурн» – 375 А (I доп. = 600 А);

ВЛ 220 кВ «Сатурн» – «Венера» – 335 А (I доп. = 600 А);

ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – «Венера» – 346 А (I доп. = 600 А).

Аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Венера» (летний максимум 2014 г.)

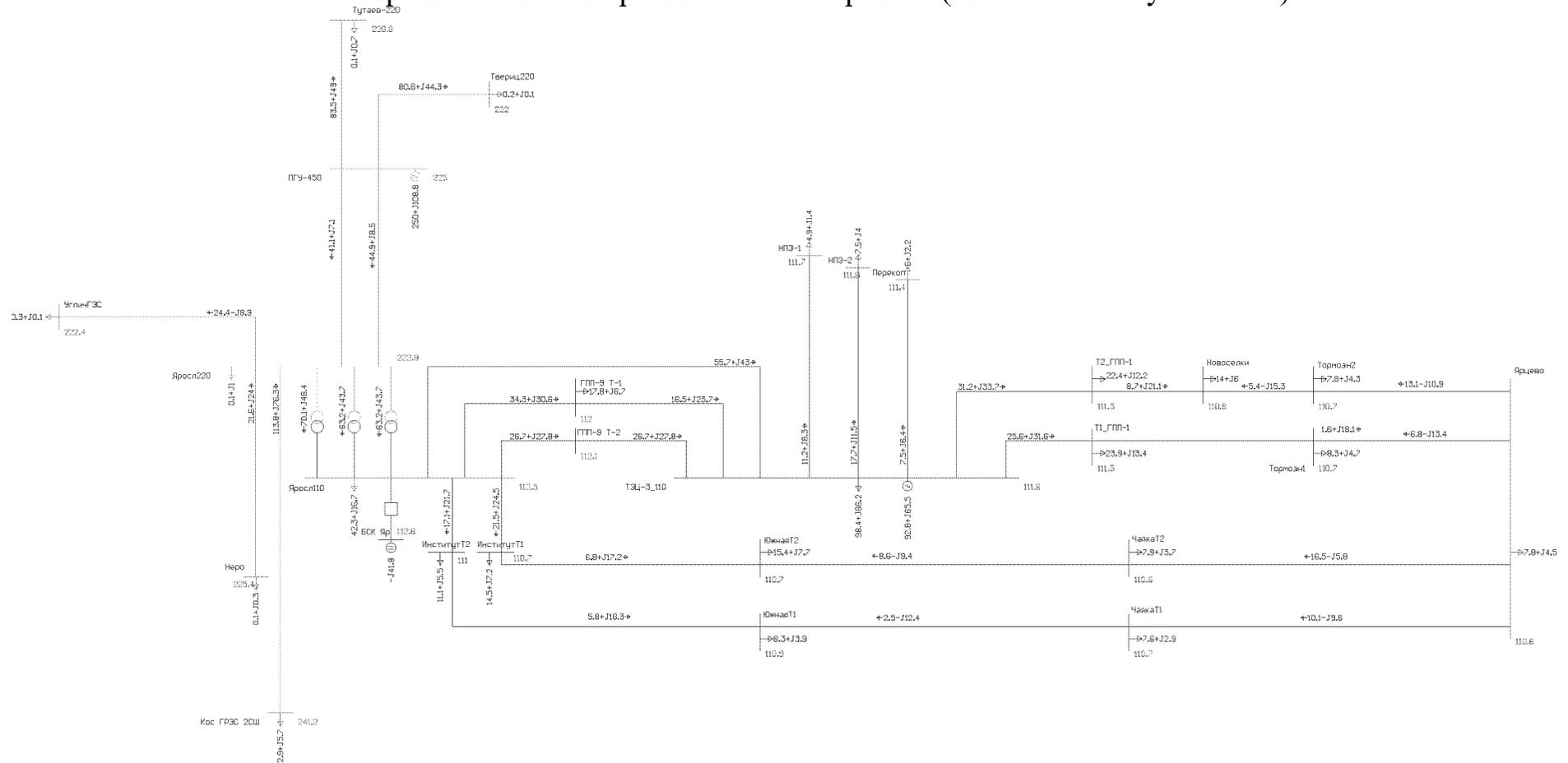


Загрузка сетевых элементов:

ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – «Сатурн» – 680 А (I доп. = 600 А);

ВЛ 220 кВ «Сатурн» – «Венера» – 640 А (I доп. = 600 А).

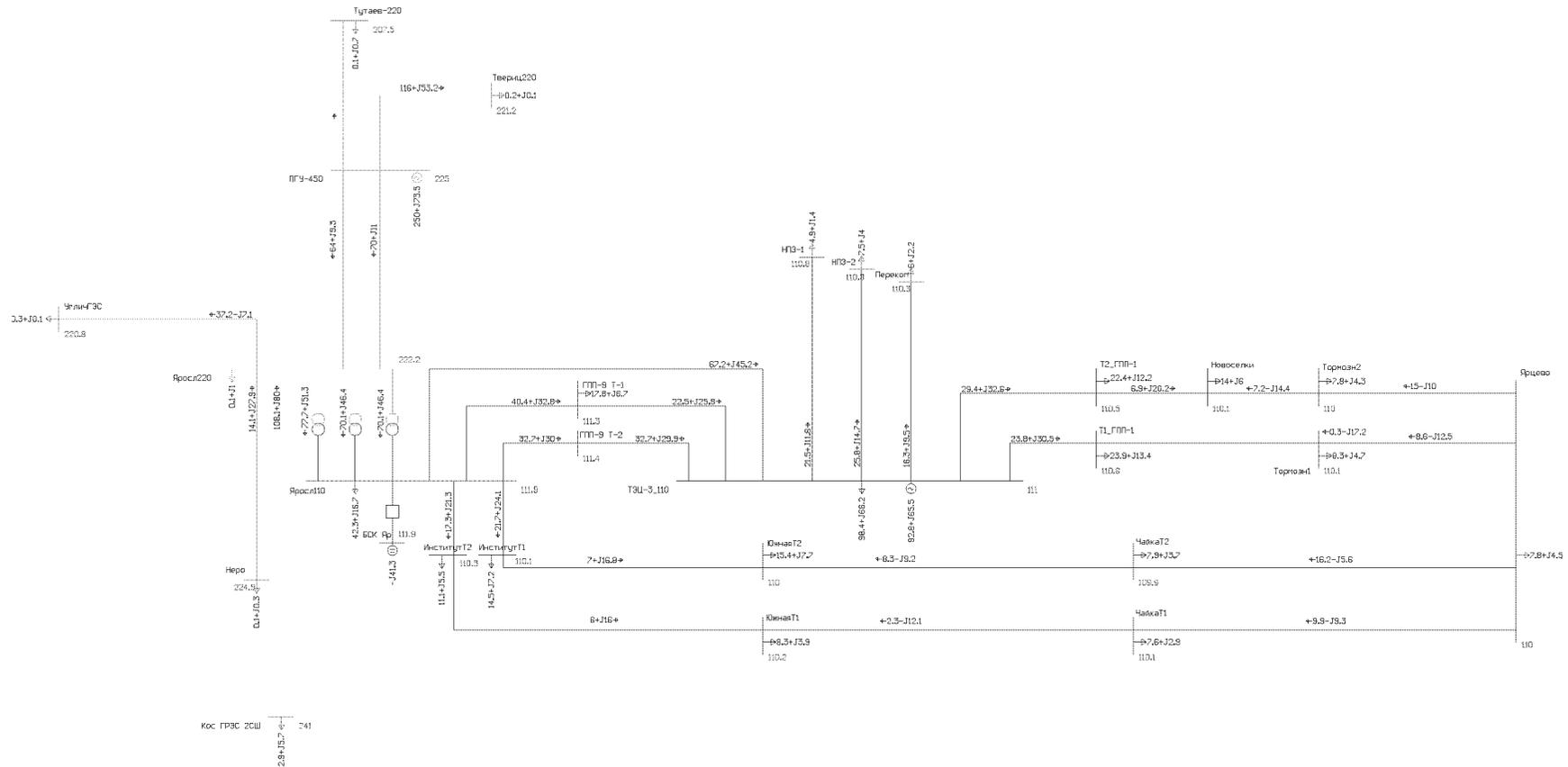
Нормальная схема Ярославской электросети (летний максимум 2015 г.)



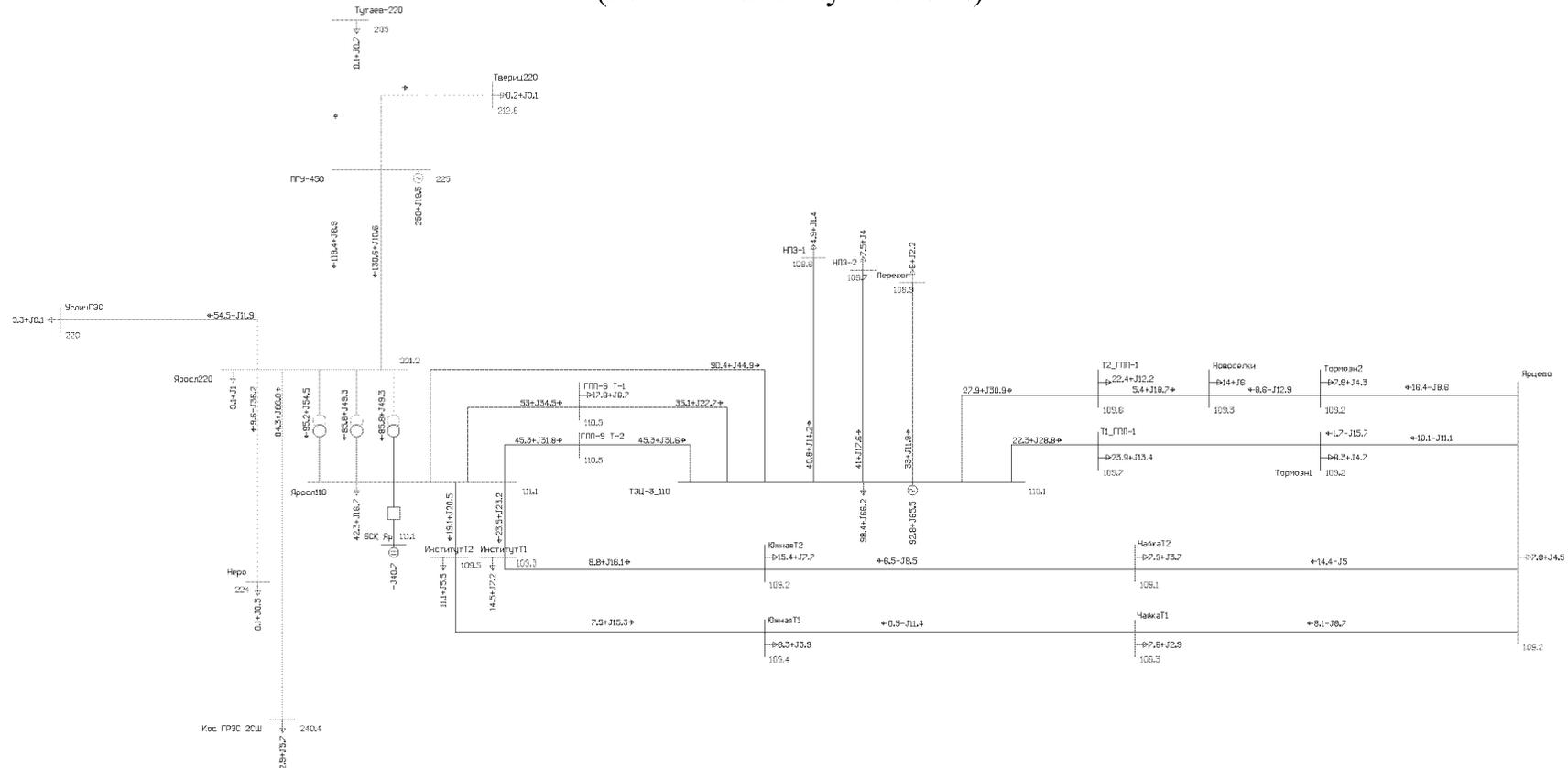
Загрузка сетевых элементов:

- ВЛ 110 кВ «Ярославская-1» – 363 А (I доп. = 425 А);
- ВЛ 110 кВ «Ярославская-2» – 199 А (I доп. = 425 А);
- ВЛ 110 кВ «Ярославская-3» – 149 А (I доп. = 425 А).

Ремонт ВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тутаев» (летний максимум 2015 г.)



Ремонт ВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тутаев», аварийное отключение ВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тверицкая»
(летний максимум 2015 г.)



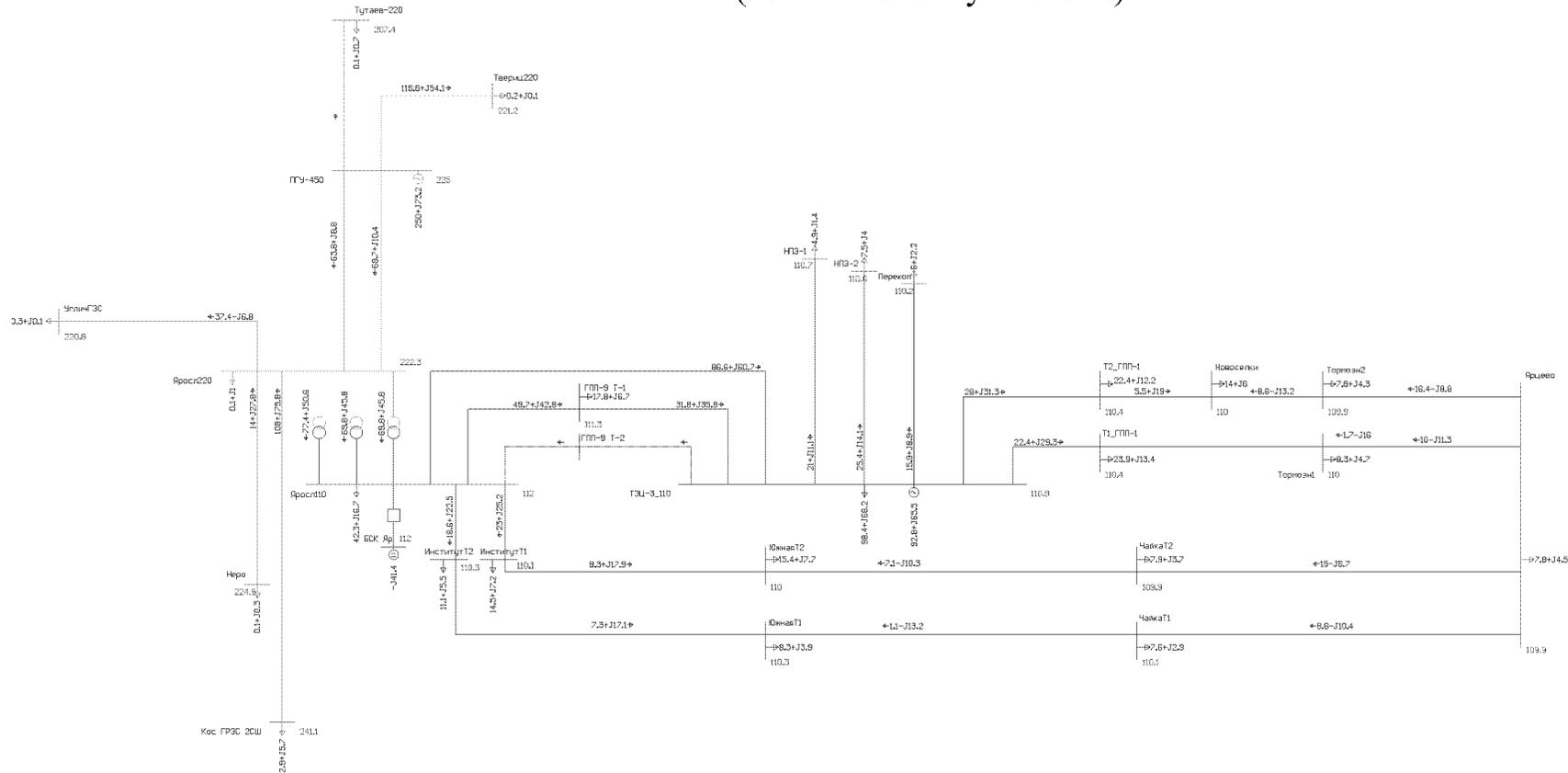
Загрузка сетевых элементов:

ВЛ 110 кВ «Ярославская-1» – 529 А (I доп. = 425 А);

ВЛ 110 кВ «Ярославская-2» – 290 А (I доп. = 425 А);

ВЛ 110 кВ «Ярославская-3» – 234 А (I доп. = 425 А).

Ремонт ВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тутаев», аварийное отключение ВЛ 110 кВ «Ярославская-2»
(летний максимум 2015 г.)



Перечень основных мероприятий по строительству новых, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2014 – 2019 годах, в том числе для устранения «узких мест» электрической сети

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Сметная стоимость, млн. руб.	Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания		
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Новое строительство							
1. Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС							
	Двухцепные заходы ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев» и ВЛ 220 кВ «Тверицкая – Ярославская» в РУ 220 кВ Тенинской котельной		2×11,4 2×34,2	2013	2014	697,690	выдача мощности ПГУ-ТЭС - 450 МВт
2. Филиал ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
2.1.	Реконструкция ПС 35 кВ «Некрасово» с переводом на 110 кВ и заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2×25		2014	2019	146,645	ликвидация ограничения по развитию Некрасовского муниципального района
2.2.	Строительство ПС 35 кВ «Фабричная» с установкой трансформаторов 2×10 МВА	2×10		2014	2017	98,765	развитие Ярославского муниципального района
2.3.	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 35 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волгу		18,0	2014	2019	173,338	ликвидация ограничения по развитию Некрасовского муниципального района
2.4.	Строительство заходов ВЛ 35 кВ к ПС 35 кВ «Фабричная»		3,6	2015	2017	8,950	развитие Ярославского муниципального района
2.5.	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Урожай»		12,3	2014	2016	31,664	технологическое присоединение потребителей

1	2	3	4	5	6	7	8
	Итого по новому строительству					1157,052	
II. Техническое перевооружение и реконструкция							
1. Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС							
1.1.	Реконструкция ВЛ 220 кВ «Углич – Заря» западной и восточной		130,7	2014	2018	1971,02	повышение надежности
1.2.	Замена ТТ ПС 220 кВ «Венера», ПС 220 кВ «Сатурн» присоединений ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн», «Сатурн – Венера», Рыбинская ГЭС – Венера»			2014	2015		ликвидация ограничений по пропускной способности
1.3.	Реконструкция ПС 220 кВ «Ярославская» (с заменой оборудования, в том числе БСК)			2016	2018	42,24	повышение надежности
1.4.	ПС 220 кВ «Вега» (реконструкция с заменой оборудования, в том числе отделителей и КЗ)			2014	2017	105,60	повышение надежности
1.5.	Реконструкция ПА Ярославского энергоузла по результатам выполненного проекта техперевооружения, реконструкции комплексной системы противоаварийной автоматики в операционной зоне Ярославского РДУ			2014	2016		повышение надежности
2. Филиал ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
2.1.	Реконструкция ПС 110 кВ «Глебово» дополнительно с установкой второго трансформатора 16 МВА	1×16		2014	2015	82,738	повышение надежности
2.2.	Реконструкция ПС 110 кВ «Полиграфмаш» с заменой силового трансформатора Т-1 16 на 25 МВА, установкой 3 ячеек, элегазового	1×25		2014	2019	71,490	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность

1	2	3	4	5	6	7	8
	выключателя, разъединителей, ТТ и ТН, РЗА, с заменой вводных выключателей 6 кВ						
2.3.	Реконструкция ПС 110 кВ «Тормозная» с заменой трансформатора 1×16 МВА на 1×25 МВА	1×25		2014	2019	5,498	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.4.	Реконструкция ПС 110 кВ Ростов с заменой трансформатора Т-1 20 МВА на 25 МВА	1×25		2014	2016	30,419	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.5.	Реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА	2×16		2014	2020	76,253	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.6.	Реконструкция ПС 110 кВ по программе реновации: ПС 110 кВ «Техникум» (замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×10 МВА); ПС 110 кВ «Пищалкино» (перевод нагрузки с Т-3 на Т-1 и Т-2); ПС 110 кВ «Кинопленька» (замена трансформатора 10 МВА на 16 МВА); ПС 110 кВ «Институтская» (замена трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА); ПС 110 кВ «Аббакумцево» (замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА)	2×10 1×16 2×63 2×16		2016 2017 2018 2018	2017 2018 2019 2019	215,610	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.7.	Реконструкция ПС 35 кВ «Гузицино» с заменой трансформаторов 2×4 МВА на 2×6,3 МВА	2×6,3		2014	2016	12,833	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.8.	Реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА	2×16		2014	2016	116,840	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность

1	2	3	4	5	6	7	8
2.9.	Реконструкция ПС 35 кВ «Варегово» с заменой трансформаторов (10 кВ) 2,5 МВА и 1,6 МВА на 2×1,6 МВА + демонтаж трансформатора (6 кВ) 1,6 МВА)	1×1,6		2016	2016	5,900	повышение надежности
2.10.	Реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 2×4 МВА на 2×6,3 МВА и установкой ячейки 35кВ	2×6,3		2014	2016	28,366	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.11.	Реконструкция ПС 35 кВ по программе реновации: ПС 35 кВ «Сараево» (замена трансформатора Т1 1 МВА на 2,5 МВА); ПС 35 кВ «Ватолино» (замена трансформатора 2×4МВА на 2×6,3 МВА); ПС 35 кВ «Дорожаево» (замена трансформатора 2×1,6 МВА на 2×2,5 МВА); ПС 35 кВ «Моделово» (замена трансформатора 2×6,3 МВА на 2×10 МВА); ПС 35 кВ «Соломидино» (замена трансформатора Т1 2,5 МВА на 2,5 МВА и установка Т2 1×2,5 МВА); ПС 35 кВ «Глебово» (замена трансформатора 2×2,5 МВА на 2×4 МВА); ПС 35 кВ «Прибрежная» (реконструкция ОРУ 35кВ)	1×2,5 2×6,3 2×2,5 2×10 1×2,5 2×4		2016 2016 2016 2016 2017 2018 2019	2017 2017 2017 2017 2018 2019 2020	482,785	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.12.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Восточная» (замена опор № 43, 44, 53) и замена провода		12,0	2015	2017	31,838	повышение надежности
2.13.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярпево-Лютово», Нерехта-1, 2		44,1	2015	2019	269,785	повышение надежности

1	2	3	4	5	6	7	8
2.14.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Моторная», «Инженерная»		3,0	2014	2016	28,740	повышение надежности
2.15.	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110кВ «Фрунзенская-2», «Тяговая», «Перекопская»		35,2	2016	2019	210,362	повышение надежности
2.16.	Техпереворужение ВЛ 35 кВ «Урусово – Семибратово»		24,1	2014	2019	45,430	повышение надежности
2.17.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Тихменево – Глебово»		13,6	2015	2018	38,131	повышение надежности
2.18.	Техпереворужение ВЛ 35 кВ «Заполье – Никола-Корма» с заменой провода		15,0	2017	2018	17,197	повышение надежности
2.19.	Техпереворужение ВЛ 35 кВ «Тихменево – Никола-Корма» с заменой провода		6,4	2017	2019	9,200	повышение надежности
2.20.	Реконструкция ПС 110 кВ с внедрением мероприятий противоаварийной автоматики в операционной зоне Ярославского РДУ			2014	2017	44,499	повышение надежности
2.21.	Реконструкция ПС 110 кВ (реализация программы ССПИ – ТТ и ТН): ПС 110 кВ «Пищалкино», «Некоуз», «Крюково», «Южная (РПО)», «Оптика», «Полиграфмаш», «Левобережная», «Судоверфь», «Депо», «Институтская», «Южная (ЯПО)»			2014	2015	48,765	повышение надежности
3. ГУ ОАО «ТЭК-2» по Верхневолжскому региону							
3.1.	Реконструкция ошиновки ЗРУ 110 кВ ТЭЦ-3			2014	2015		повышение пропускной способности
3.2.	Реконструкция ПА по результатам выполненного предварительного ТЭО и проекта техпереворужения и реконструкции комплексной системы противо-			2014	2015		повышение надежности

1	2	3	4	5	6	7	8
	аварийной автоматики и в операционной зоне Ярославского РДУ						
3.3.	Перевод устройств РЗА линий электропередачи и шин 110 кВ на ТТ с коэффициентом трансформации 1200/5 вместо 600/5 ТЭЦ-3			2014	2014		повышение надежности
3.4.	Замена 15 ВВ 110 кВ ЗРУ 110 кВ ТЭЦ-3			2014	2015		несоответствие расчётным токам КЗ при вводе ПГУ-ТЭС-450 МВт
3.5.	Установка на ВЛ 110 кВ «Перекопская» со стороны ТЭЦ-3 ШОН или ТН в одной фазе для выполнения АПВ с контролем синхронизма			2014	2015		повышение надежности
4. Филиал ОАО «РусГидро» – «КВВГЭС»							
4.1.	Перевод (замена) ТТ ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн», ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС-Венера» на Рыбинской ГЭС на работу с более высоким КТТ			2014	2015		повышение пропускной способности снятие ограничения выдачи мощности Рыбинской ГЭС
4.2.	Реконструкция ПА по результатам выполненного предварительного ТЭО и проекта техперевооружения и реконструкции комплексной системы противоаварийной автоматики и в операционной зоне Ярославского РДУ			2014	2015		повышение надежности
4.3.	Установка УРОВ 110 кВ на выключателях ВЛ 110 кВ «Щербаковская-1» и ВЛ 110 кВ «Щербаковская-2» Рыбинской ГЭС			2014	2015		повышение надежности
	Итого по техническому перевооружению и реконструкции					3991,539	

1	2	3	4	5	6	7	8
	Всего по основным мероприятиям					5148,591	

Как видно из приведенных данных, значительный объем электросетевого строительства, предусмотренного Схемой развития электрических сетей, приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ и ПС, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающих экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения энергии в соответствии с требованиями потребителей.

Планируемые сводные показатели объемов электросетевого строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ на период 2015 – 2019 годов приведены в таблице 26.

Таблица 26

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2014 – 2019 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
1.	220 кВ в том числе:		
1.1.	Новое строительство	91,2	-
1.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	130,7	-
2.	110 кВ в том числе:		
2.1.	Новое строительство	18	1/18
2.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	94,3	9/122,4
3.	35 кВ в том числе:		
3.1.	Новое строительство	15,9	1/20
3.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	59,1	10/41,1
	Итого	409,2	21/201,5

7. Проведение технической экспертизы инвестиционных и производственных программ субъектов электроэнергетики Ярославской области

Учитывая энергодефицитность Ярославской области (более 45 процентов мощности в 2013 году покрывалось за счет транзита из соседних Костромской, Московской и Владимирской областей), для повышения эффективности реализации инвестиционных и производственных программ субъектов электроэнергетики, работающих на территории Ярославской области, предлагается организовать проведение на постоянной основе технической экспертизы данных программ с привлечением экспертных организаций.

Подобная практика используется Министерством энергетики Российской Федерации в отношении субъектов электроэнергетики, работающих на территории Российской Федерации.

Целями проведения технической экспертизы инвестиционных и производственных программ субъектов электроэнергетики являются:

- проверка достаточности запланированных мероприятий по техническому обслуживанию и ремонтам электроустановок, зданий и сооружений, по подготовке к отопительному сезону для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ярославской области;

- анализ инвестиционной деятельности в части достаточности запланированных мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ярославской области.

Техническая экспертиза проводится по следующим направлениям:

- определение достаточности запланированных мероприятий по техническому обслуживанию и ремонтам электроустановок, зданий и сооружений по подготовке к отопительному сезону для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ярославской области, а именно наличие и полнота плана подготовки к работе в осенне-зимний период, включающего в себя, в том числе, проведение ремонтов основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений в соответствии с согласованными субъектами ОДУ сводными годовыми графиками ремонта, технического освидетельствования, диагностики и испытания оборудования, влияющего на готовность к передаче электрической энергии в соответствии с требованиями законодательства РФ;

- обеспечение готовности к выполнению в осенне-зимний период передачи электрической энергии и мощности в пределах пропускной способности объектов электросетевого хозяйства;

- включение в производственные программы мероприятий по устранению выявленных нарушений требований безопасности на объектах электроэнергетики, создающих риск безопасной работы указанных объектов в условиях низких температур наружного воздуха и прохождения максимума потребления электрической энергии для выполнения в установленные сроки

предписаний уполномоченных органов исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющих функции по государственному контролю (надзору) в установленной сфере деятельности;

- установление наличия и полноты планов проверки и профилактических работ устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной автоматики;

- анализ инвестиционной деятельности в части достаточности запланированных мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ярославской области.

Техническая экспертиза должна охватывать:

- силовое оборудование ПС;
- оборудование собственных нужд ПС;
- аккумуляторные установки и систему постоянного тока;
- воздушные линии электропередачи;
- кабельное хозяйство;
- заземление и молниезащиту;
- релейную защиту и противоаварийную автоматику;
- средства диспетчерского и технологического управления, связи;
- здания и сооружения.

Результатом выполненной работы является составление отчета о результатах проверки организации технического обслуживания и ремонтов, инвестиционной деятельности (далее – отчет) с приложением перечня мероприятий по преодолению (устранению или минимизации) выявленных технологических и управленческих рисков.

Отчет должен содержать:

- краткую характеристику субъекта электроэнергетики;
- анализ организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонтной деятельности объекта;
- подтверждение достаточности мероприятий (в программах капитального ремонта и инвестиционной деятельности) для выполнения условий готовности к работе в осенне-зимний период.

8. Модернизация противоаварийной автоматики энергосистемы Ярославской области

В 2011 году по заказу ОАО «СО ЕЭС» было выполнено предварительное технико-экономическое обоснование реконструкции системы противоаварийной автоматики в операционной зоне Ярославского РДУ, в котором были определены предварительные варианты реконструкции противоаварийной автоматики Ярославского энергоузла, реконструкции частотной делительной автоматики ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, а также варианты

установки АЛАР на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Рыбинской ГЭС и Угличской ГЭС.

На основании предварительного технико-экономического обоснования в 2013 году выполнен проект технического перевооружения и реконструкции комплексной системы противоаварийной автоматики в энергосистеме Ярославской области. По результатам проектирования будет принято решение о реализации проектных решений.

9. Обеспечение перспективных инвестиционных площадок Ярославской области электрической и тепловой энергией

Постановлением Правительства области от 30.06.2011 № 505-п «О программе развития инвестиционных площадок в Ярославской области на 2011 – 2015 годы» утверждена программа развития инвестиционных площадок в Ярославской области на 2011 – 2015 годы. Указанной программой определен перечень приоритетных инвестиционных площадок:

- инвестиционная площадка «Новоселки» (местоположение – Ярославский район);
- инвестиционная площадка «Ростовская» (местоположение – г. Ростов);
- туристско-рекреационная зона «Курорт «Золотое кольцо» (местоположение – Переславский муниципальный район).

Выполнена предварительная проработка обеспечения данных инвестиционных площадок электроэнергией от существующих центров питания.

Для обеспечения электроэнергией инвестиционной площадки «Новоселки» филиал ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2013 году ввел в эксплуатацию ПС 110 кВ «Новоселки». В настоящее время заключены договоры на технологическое присоединение потребителей в объеме потребления электрической энергии 26,7 МВт. Максимальная планируемая величина подключаемой мощности в долгосрочной перспективе составляет 111,46 МВт, что потребует строительства сетей 220 кВ с переводом ПС 110 кВ «Новосёлки» на напряжение 220 кВ.

Максимальная планируемая нагрузка потребителей инвестиционной площадки «Ростов» составляет 100 МВт. В настоящее время заключены договоры на технологическое присоединение потребителей в объеме потребления электрической энергии 8,5 МВт. Питание потребителей на первом этапе планируется от шин 10 кВ ПС 220 кВ «Неро». В дальнейшем при увеличении нагрузки может потребоваться замена АТ-1, 2 ПС 220 кВ «Неро» с 2×63 МВА на 2×125 МВА, а также установка третьего АТ мощностью 125 МВА.

Планируемая нагрузка потребителей инвестиционной площадки «Золотое кольцо» – 40 МВт. В настоящее время заключены договоры на технологическое присоединение потребителей в объеме 3,2 МВт. Питание

потребителей осуществляется по двум ВЛ 10 кВ от шин 10 кВ ПС 110 кВ «Нила». Для данной площадки предусматривается сооружение ПС 110 кВ «Золотое кольцо» с трансформаторами 2×40 МВт с ОРУ 110 кВ по схеме «110-4Н» (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). Для присоединения ПС к энергосистеме намечается сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ с проводом АС-150 протяженностью около 15 км, реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220/110 кВ «Трубейж» с сооружением двух линейных ячеек.

Обеспечение перспективных инвестиционных площадок тепловой энергией планируется в том числе за счет строительства собственных источников тепловой энергии на базе когенерационных установок.

10. Модернизация систем централизованного теплоснабжения с учетом развития когенерации

Для развития когенерационной энергетики Правительством области создана компания-оператор – ОАО «ЯГК», которая реализует проекты по замещению неэффективных котельных ПГУ или ГТУ и модернизации существующих котельных на базе газопоршневых установок.

Планы ОАО «ЯГК» по строительству ТЭЦ на базе газотурбинных установок представлены в таблице 27.

Таблица 27

№ п/п	Генерирующий источник	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
1.	ПГУ-ТЭС 52 МВт в г. Тутаеве	52						
2.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Ростове			24				
3.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Переславле - Залесском					24		
4.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Ярославле (район завода «СК»)						24	

Также в рамках заключенного Соглашения о сотрудничестве между ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Правительством Ярославской области планируется строительство ПГУ-230 МВт в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье) взамен тепловых мощностей в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье и пос. Волжском).

11. Перевод на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ

На базе Тенинской котельной Главного управления по Ярославской области ОАО «ТГК-2» в 2014 году планируется ввод в эксплуатацию ПГУ 450 МВт.

Предусматривается строительство:

- двух газотурбинных установок типа ГТЭ-160 с турбогенераторами «Siemens AG»;

- одной теплофикационной паровой турбины LN-150/8,4/0,76 с турбогенератором «QF-150-2».

Тепловая мощность ПГУ 450 МВт – 210 Гкал/час.

12. Программа восстановительных работ электросетевого комплекса СНТ Ярославской области

В Ярославской области насчитывается более 730 СНТ с числом садоводов 140 тысяч человек. Значительная доля сельхозпродукции в Ярославской области выращивается на садово-огородных участках, некоммерческие садоводческие объединения являются важным элементом обеспечения продовольственной стабильности области.

Объем электросетевых активов СНТ по предварительным оценкам составляет около 5 000 условных единиц. Электрические сети большей части СНТ построены в шестидесятые – семидесятые годы прошлого столетия. В настоящее время техническое состояние электрических сетей, находящихся на балансе СНТ, в основном неудовлетворительное, эксплуатацией их занимаются сами СНТ за счет средств, собранных с членов СНТ. Как правило, осуществляется только аварийный ремонт.

В соответствии с Программой развития электроэнергетики Ярославской области на 2014 – 2018 годы, утвержденной постановлением Правительства области от 24.12.2013 № 1712-п «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2014 – 2018 годы и признании утратившими силу постановлений Правительства области от 12.04.2012 № 279-п и 24.01.2013 № 22-п», ОАО «ЯрЭСК» поручено провести консолидацию электросетевых активов 10 – 0,4 кВ СНТ Ярославской области.

Для исполнения данного решения необходима реализация следующих мероприятий:

- проведение ОАО «ЯрЭСК» совместно с СНТ и Ярославским областным союзом садоводов обследований электрических сетей СНТ для определения технического состояния электросетевых активов, их физических объемов, объемов восстановительных работ и установление наличия

правоустанавливающих документов с целью передачи электрических сетей на баланс ОАО «ЯрЭСК»;

- совместная организация передачи электрических сетей СНТ на баланс ОАО «ЯрЭСК»;

- организация выполнения необходимых восстановительных работ электрических сетей СНТ в соответствии с Программой;

- организация эксплуатации электрических сетей СНТ в соответствии с ПТЭЭП, ПОТ РМ, а также приведения технического состояния в соответствие с требованиями ПУЭ.

В 2014 году в результате обращений СНТ г. Ярославля, Ярославского, Рыбинского, Некрасовского и Переславского муниципальных районов в ОАО «ЯрЭСК»:

- обслуживаются электрические сети 28 СНТ;

- приняты на баланс электрические сети 0,4 – 6 – 10 кВ 21 СНТ;

- создан участок по организации эксплуатации электрических сетей СНТ на территории Ярославской области укомплектованный квалифицированным персоналом и спецавтотранспортом;

- реализуется Программа восстановительных работ электросетевого комплекса СНТ на 2014 год за счет средств, заложенных в тарифе на оказание услуг по передаче электроэнергии ОАО «ЯрЭСК».

ОАО «ЯрЭСК» будет продолжена работа:

- по заключению договоров аварийного обслуживания с СНТ, находящимися на территории Ярославской области;

- по организации оперативного обслуживания электросетевых активов данных СНТ оперативно-выездными бригадами ОАО «ЯрЭСК»;

- по принятию на баланс электросетевых активов СНТ в ОАО «ЯрЭСК» в установленном порядке;

- по организации проведения восстановительных работ СНТ в соответствии с Программой восстановительных работ электросетевого комплекса СНТ.

Предполагаемый объем консолидации электросетевых активов СНТ в условных единицах и объем финансирования восстановительных работ представлены в таблице 28.

Таблица 28

Наименование показателя	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
План принятия электрических сетей СНТ в у.е.*	500	500	500	500	400	300	2 700
Стоимость восстановления, тыс. руб.	23 697,9	25 000,0	26 194,9	27 449,3	28 765,2	30 063,0	161 170,3

*Расчет осуществлен исходя из средней величины 7 у.е. на 1 СНТ.

Выполнение Программы восстановительных работ электросетевого комплекса СНТ обеспечит приведение технического состояния электрических сетей СНТ в соответствие с требованиями ПТЭ и ПУЭ, параметров качества электроэнергии – в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97, надежное электроснабжение потребителей СНТ, а также удобство в обслуживании и угрозу поражения собственников участков электрическим током.

Кроме того, восстановление электрических сетей СНТ снимет социальную напряженность в обществе.

13. Повышение надежности электроснабжения социально значимых объектов на территории Ярославской области

На территории Ярославской области находятся 740 социально значимых объектов, электроснабжение которых обеспечивается по III категории надежности электроснабжения.

Для обеспечения резервов электроснабжения в аварийных ситуациях необходимо иметь дополнительный парк АИЭ.

Всем территориальным сетевым организациям необходимо в течение 2014 – 2015 годов приобрести для данных целей АИЭ мощностью от 30 до 100 кВт:

- ТСО до 500 у.е. – 1 АИЭ;
- ТСО до 3000 у.е. – 2 АИЭ;
- ТСО свыше 3000 у.е. – 3 АИЭ.

В ходе выборочных проверок, проводившихся инспекцией Верхневолжского управления по технологическому, экологическому и атомному надзору Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в течение нескольких лет, а также при взаимодействии ТСО с владельцами транзитных электрических сетей были выявлены следующие факты:

- невыполнение владельцами сетей регламентированных работ, предусмотренных Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 года № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- неудовлетворительное состояние электротехнического оборудования и сетей;

- отсутствие квалифицированного оперативного и ремонтного персонала;

- отсутствие круглосуточного дежурства на объектах;

- ограничение допуска представителей ТСО к аварийным оперативным переключениям.

В соответствии с решениями штаба по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве области от 17 ноября 2011 года, от 20 декабря 2011 года, от 29 февраля 2012 года, от 14 ноября 2013 года функции по интеграции муниципальных и ведомственных электросетевых активов на территории Ярославской области закреплены за ОАО «ЯрЭСК».

За 2012 и 2013 годы из 130 трансформаторных подстанций 6 – 10 кВ, питающих электроэнергией социально значимые объекты (котельные, водоочистные, водозаборные сооружения, учреждения социального направления), принадлежащих ведомственным организациям, ОАО «ЯрЭСК» приобретен 31 объект электросетевого комплекса.

В 2014 году планируется приобрести 5 трансформаторных подстанций, снабжающих электроэнергией социально значимые объекты.

В отношении объектов, принадлежащих ведомственным организациям, ОАО «ЯрЭСК» разработан следующий алгоритм действий:

- приобретение электросетевого оборудования;
- заключение договоров по оперативному обслуживанию со смежной электросетевой компанией;
- проведение ремонта и реконструкции приобретенных объектов.

Предполагаемый объем консолидации ведомственных транзитных электросетевых активов в 2015 – 2019 годах представлен в таблице 29.

Таблица 29

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
Количество объектов, шт.	22	20	20	20	12	94
Стоимость приобретаемого оборудования, тыс. руб.	10 559	9 311	9 032	8 761	6 075	43 739
Стоимость обслуживания и восстановления оборудования, тыс. руб.	3 200	3 822	4 758	5 719	4 120	21 618
Всего затраты на приобретенные социально значимые объекты, тыс. руб.	13 759	13 134	13 790	14 480	10 195	65 357

14. Роль развития энергетики в Ярославской области

Развитие энергетики Ярославской области рассматривается не только как инфраструктурное обеспечение функционирования других отраслей экономики, но и как самостоятельное стратегическое направление социально-экономического развития региона.

Возрастание роли развития энергетической инфраструктуры в регионе обусловлено:

- необходимостью преодоления существующего в регионе дефицита электроэнергии;
- развитием ведущих секторов промышленности, транспортного комплекса и других отраслей экономики, строительством новых объектов, приводящим к постоянному увеличению спроса на электроэнергию;
- снижением трудоемкости промышленного производства, связанным, как правило, с ростом электровооруженности труда и энергооснащенности основных производственных фондов;
- ростом потребления электрической и тепловой энергии в коммунально-бытовом секторе.

Приоритетными направлениями развития энергетики Ярославской области являются:

- повышение надежности энергообеспечения промышленности, транспорта, жилищно-коммунального комплекса и других секторов экономики и обеспечение энергобезопасности Ярославской области;
- наращивание объемов генерации на основе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, развитие сетевого хозяйства и обеспечение потребителей электроэнергией в достаточном объеме при одновременном стимулировании энергосбережения во всех отраслях экономики;
- обеспечение баланса интересов поставщиков и потребителей энергии при формировании тарифов на энергоресурсы;
- развитие конкуренции на розничных рынках электрической, тепловой энергии и энергоресурсов и обеспечение возможности выбора потребителем поставщика из ряда альтернативных вариантов;
- сокращение потерь энергоресурсов при их производстве и реализации;
- использование альтернативных, возобновляемых и местных видов энергоресурсов, в том числе промышленных отходов;
- использование инновационного потенциала сектора авиационного двигателестроения и энергетики, создание газопоршневых установок на основе двигателей машиностроительных предприятий региона для надстройки паросилового оборудования газотурбинными и газопоршневыми установками, что обеспечивает снижение удельного расхода топлива на генерацию электрической и тепловой энергии, позволяет повысить отпуск

тепловой энергии и выработку электроэнергии на теплофикационной составляющей.

V. Финансирование мероприятий Программы на период 2015 – 2019 годов

Финансирование мероприятий Программы будет осуществляться из внебюджетных источников за счет средств на реализацию инвестиционных программ субъектов энергетики – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС, филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ОАО «ТГК-2», филиала ОАО «РусГидро» – «КВВГЭС», территориальных сетевых организаций, теплоснабжающих организаций в суммарном объеме более 48 млрд. рублей.

Бюджетное финансирование будет осуществляться в рамках:

- Программы энергосбережения;
- Комплексной программы модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства Ярославской области, утвержденной постановлением Правительства области от 02.11.2010 № 820-п «Об утверждении областной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства Ярославской области» на 2011 – 2016 годы и внесении изменений в постановление Правительства области от 26.11.2008 № 626-п».

VI. Механизм реализации Программы

1. Основными исполнителями Программы являются субъекты энергетики, осуществляющие хозяйственную деятельность на территории Ярославской области.

Субъектами энергетики являются лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электроэнергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

2. Департамент энергетики и регулирования тарифов Ярославской области осуществляет контроль за ходом реализации Программы, в том числе:

2.1. Утверждает и контролирует выполнение инвестиционных программ субъектов энергетики (далее – инвестиционные программы), включая:

- осуществление контроля за сроками и этапами реализации инвестиционных программ;
- финансирование проектов, предусмотренных инвестиционными программами;

- проведение проверок хода реализации инвестиционных программ, в том числе хода строительства (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики.

2.2. Контроль за реализацией инвестиционных программ осуществляется посредством:

- проверки исполнения графиков строительства объектов электроэнергетики;

- анализа отчетов об исполнении инвестиционных программ, в том числе об использовании средств, предусмотренных в качестве источника финансирования инвестиционных программ, утвержденных в установленном порядке;

- проведения плановых и внеплановых проверок;

- контроля за целевым использованием средств, включенных в состав цен и тарифов субъектов электроэнергетики.

2.3. Организует и контролирует работу по развитию когенерационной энергетики.

2.4. В соответствии с соглашением между Правительством Ярославской области и ОАО «МРСК Центра» контролирует выполнение мероприятий по обеспечению надежного электроснабжения и созданию условий для технологического присоединения к электрическим сетям потребителей на территории Ярославской области, в том числе мероприятий по:

- повышению надежности электроснабжения и развития электросетевого комплекса;

- интеграции муниципальных электрических сетей;

- определению собственников для бесхозяйных электрических сетей;

- повышению надежности энергоснабжения социально значимых объектов;

- реконструкции и развитию сетей наружного освещения.

2.5. Участвует в обеспечении энергоресурсами приоритетных инвестиционных площадок в целях развития отраслевых предприятий.

2.6. Организует работу по корректировке Программы с привлечением специализированных организаций.

3. Штаб по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве области осуществляет оперативную работу по координации деятельности субъектов энергетики в рамках исполнения Программы.

4. Департамент жилищно-коммунального комплекса Ярославской области осуществляет контроль за выполнением мероприятий по модернизации и реконструкции объектов систем теплоснабжения муниципальных районов области в рамках реализации Комплексной программы модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства.

5. Органы местного самоуправления муниципальных образований

области отвечают за координацию работ:

- по разработке схем теплоснабжения на территории муниципального образования;

- по разработке схем электроснабжения распределительных сетей 6 – 10 кВ на территории муниципального образования.

VII. Показатели уровня надежности и качества поставляемых услуг субъектов энергетики

Показатели уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для электросетевых организаций устанавливаются в соответствии с Положением об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 октября 2013 г. № 718 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Показатели надежности и качества поставляемых услуг субъектов энергетики состоят из показателя уровня надежности и показателей уровня качества оказываемых услуг.

Уровень надежности оказываемых потребителям услуг определяется продолжительностью прекращений передачи электроэнергии потребителям услуг электросетевой организации в течение расчетного периода регулирования.

Для расчета значений показателя уровня надежности оказываемых услуг рассматриваются все прекращения передачи электроэнергии потребителю услуг в результате технологических нарушений на объектах электросетевой организации, имеющие продолжительность свыше времени автоматического восстановления питания (автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва), за исключением случаев, произошедших в результате технологических нарушений, отключений, переключений в сетях смежных электросетевых организаций, в сетях организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче электроэнергии (мощности), в сетях потребителей услуг, а также по инициативе системного оператора и (или) при осуществлении

в пределах охранных зон объектов электросетевого хозяйства согласованных электросетевой организацией действий в установленном порядке.

Показатели уровня качества оказываемых услуг для электросетевых организаций (территориальных сетевых организаций) определяются на основе индикаторов качества, характеризующих:

- полноту, актуальность, достоверность и доступность для потребителей услуг информации об объеме, порядке предоставления и стоимости услуг, оказываемых территориальной сетевой организацией;

- степень исполнения территориальной сетевой организацией в установленные сроки всех обязательств по отношению к потребителям услуг в соответствии с нормативными правовыми актами и договорами;

- наличие эффективной обратной связи с потребителями услуг, позволяющей в установленные нормативными правовыми актами и договорами сроки рассматривать обращения потребителей услуг и принимать соответствующие решения.

Для обеспечения соответствия уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг планируется применять понижающие (повышающие) коэффициенты, корректирующие необходимую валовую выручку сетевой организации, которые будут утверждаться Федеральной службой по тарифам.

Понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации, равен произведению обобщенного показателя надежности и качества оказываемых услуг, который определяется в соответствии с Методическими указаниями, указанными в абзаце первом данного раздела Программы, и максимального процента корректировки, утвержденного Федеральной службой по тарифам.

VIII. Заключительные положения

Программа будет использована в качестве основы:

- для разработки схем выдачи мощности от генерирующих источников, находящихся в регионе;

- для формирования предложений по определению зон свободного перетока электроэнергии (мощности) для Ярославской области с использованием перспективной расчетной модели;

- для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Ярославской области.

По итогам мониторинга реализации Программы при участии системного оператора, других субъектов энергетики, осуществляющих свою деятельность на территории региона, будут подготовлены предложения по корректировке Генеральной схемы размещения объектов

электроэнергетики до 2020 года, одобренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р, СиПР ЕЭС России, а также Программы и Схемы развития электрических сетей 110 – 220 кВ Ярославской энергосистемы на очередной год и плановый период.

Список используемых сокращений

- АБ – аккумуляторная батарея
 АИЭ – автономные источники электроснабжения
 АЛАР – автомат ликвидации асинхронного режима
 АПВ – автоматическое повторное включение
 АТ – автотрансформатор
 АЭС – атомная электрическая станция
 Валдайское ПМЭС – Валдайское предприятие магистральных электрических сетей
 ВЗУ – выпрямительно-зарядное устройство
 ВЛ – воздушная линия
 Владимирэнерго – филиал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго»
 ВЛЭП – воздушная линия электропередачи
 Вологдаэнерго – филиал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» – «Вологдаэнерго»
 ГРЭС – государственная районная электростанция
 ГТУ – газотурбинная установка
 ГУ ОАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону – Главное управление открытого акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 2» по Верхневолжскому региону
 ГЭС – гидроэлектростанция
 ЕНЭС – Единая национальная энергетическая система
 ЗАО – закрытое акционерное общество
 ЗРУ – закрытое распределительное устройство
 Ивановские ПГУ – филиал открытого акционерного общества «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» – «Ивановские ПГУ»
 Ивэнерго – филиал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» – «Ивэнерго»
 КВЛ – кабельные воздушные линии
 КЗ – короткозамкатели
 КЛ – кабельная линия
 Костромаэнерго – филиал открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Костромаэнерго»
 КРУ – комплектное распределительное устройство
 КРУН – комплектное распределительное устройство наружное
 Ктт – коэффициент трансформации тока
 МВА – мегавольт-ампер

«МРСК Центра» – открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра»

Мосэнерго – открытое акционерное общество энергетики и электрификации «Мосэнерго»

МУП – муниципальное унитарное предприятие

НИИ – научно-исследовательский институт

НКО – некоммерческая организация

НПО – научно-производственное объединение

ОАО – открытое акционерное общество

ОАО «СО ЕЭС» – открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

ОЗ – операционная зона

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ОПН – ограничитель перенапряжений

ОПХ – опытно-производственное хозяйство

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПА – противоаварийная автоматика

ПГУ – парогазовая установка

ПОТ РМ – Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте

программа ССПИ – программа разработки систем сбора и передачи информации

ПС – подстанция

ПТ – паровая турбина

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПТЭЭП – правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РЗА – релейная защита и автоматика

РП – распределительный пункт

РПО – Рыбинский участок управления высоковольтных сетей филиала открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Ярэнерго»

РУ – распределительное устройство

СиПР ЕЭС России – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014 – 2020 годы

СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество

ССПИ – система сбора и передачи информации

ст. № – стационарный номер

Стратегия социально-экономического развития Ярославской области – Стратегия социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, утвержденная постановлением Правительства области от

06.03.2014 № 188-п «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года»

Схема развития электрических сетей – Схема развития электрических сетей 110 – 220 кВ Ярославской энергосистемы на период 2015 – 2019 годов

Схема территориального планирования Ярославской области – Схема территориального планирования Ярославской области, утвержденная постановлением Правительства области от 23.07.2008 № 385-п «Об утверждении Схемы территориального планирования Ярославской области»

СШ – секция шин

ТА – турбоагрегат

Тверьэнерго – филиал открытого акционерного общества «Межрегиональная сетевая компания Центра» – «Тверьэнерго»

«ТГК-2» – Территориальная генерирующая компания № 2

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция

ТСО – территориальная сетевая организация

ТТ – трансформатор тока

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ТЭС – теплоэлектростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

у.е. – условная единица оборудования электросетевых организаций

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя

филиал ОАО «РусГидро» – «КВВГЭС» – филиал открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»

ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

ШОН – шкаф отбора напряжения

ЯГК – Ярославская генерирующая компания

ЯПО – Ярославский участок управления высоковольтных сетей филиала открытого акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Ярэнерго»

Ярославское РДУ – филиал открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Ярославской области»

«ЯрЭСК» – Ярославская электросетевая компания

I доп. – длительно допустимый ток

СХЕМА
развития электрических сетей 110-220 кВ Ярославской энергосистемы
на период 2015 – 2019 годов

1. Цели, задачи и принципы разработки Схемы развития электрических сетей 110 – 220 кВ Ярославской энергосистемы на период 2015 – 2019 годов

Основными целями разработки Схемы развития электрических сетей 110 – 220 кВ Ярославской энергосистемы на период 2015 – 2019 годов (далее – Схема) являются:

- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами формирования Схемы являются:

- обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности, в том числе предотвращение возникновения ограничения пропускной способности электрических сетей;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ территориального планирования и схем перспективного развития электроэнергетики;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах;
- выявление объемов строительства, реконструкции и демонтажа устаревшего оборудования электросетевых объектов и электростанций;
- создание информационной базы для разработки Схемы и последующего обоснования по отдельным объектам в процессе дальнейшего проектирования электросетевых объектов.

При разработке Схемы соблюдались основные принципы и требования к схемам сети:

- обеспечение необходимой надежности электропитания потребителей;

- обеспечение экономичности развития и функционирования электрических сетей с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими;

- комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности;

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России;

- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

- координация схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

- возможность преобразования схемы на всех этапах развития сети с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС;

- целесообразность многофункционального назначения вновь сооружаемых линий.

Схема выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем»;

- нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.55.016-2008, утвержденные приказом открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» от 24.10.2008 № 460 «Об утверждении норм технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ»;

- нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009, утвержденные приказом открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» от 16.06.2006 № 187 «Об утверждении норм технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ».

При разработке Схемы использованы отчетные данные филиала ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Регионального диспетчерского управления энергосистемы Ярославской области, филиала

ОАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», филиала ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Валдайского предприятия магистральных электрических сетей, филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ОАО «ТГК-2».

Схема сформирована на основании:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России;

- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность;

- инвестиционных программ субъектов энергетики;

- предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Ярославской области по развитию электрических сетей и объектов генерации;

- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

Существующая схема электрических сетей 35 – 500 кВ Ярославской энергосистемы представлена на рисунке 1.

Схема развития электрических сетей 35 – 500 кВ Ярославской энергосистемы на период до 2019 года представлена на рисунках 2, 3.

Схема подключения объектов средней когенерации принята предварительным образом и будет уточнена при выполнении проектных работ по СВМ.

2. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

2.1. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Сеть 220 кВ является основой системообразующей сети Ярославской энергосистемы. Она связывает все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На этом же напряжении осуществляется связь Ярославской энергосистемы с другими энергосистемами: Костромской, Московской, Владимирской, Вологодской, в перспективе – с Ивановской, обеспечивается покрытие дефицита мощности.

Наиболее загруженными из межобластных сетей являются ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская» и «Мотордеталь – Тверицкая», которые покрывают почти 90 процентов дефицита мощности энергосистемы. Таким образом, надежность электроснабжения Ярославской энергосистемы в значительной степени зависит от работы линий 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская» и «Мотордеталь – Тверицкая», отключение которых может привести к снижению напряжения в сети 110 кВ Ярославского энергоузла, уровень которого в настоящее время составляет порядка 107 – 109 кВ, и ограничению количества потребителей Ярославской энергосистемы.

Действующая сеть 110 кВ энергосистемы выполняет в основном функции распределительной сети, в целом соответствует требованиям норм и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и правил устройства энергоустановок и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. Загрузка линий электропередачи в настоящее время не превышает нормируемых значений. Тем не менее 34 процента от общей протяженности ВЛ 110 кВ имеют срок эксплуатации более 40 лет и подлежат полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и подвеской проводов большего сечения.

Данные о существующих линиях электропередачи, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяжённость
1	2	3	4	5
1.	«Белозёрская – Пошехонье»	220	АСО-400	45,3
2.	«Пошехонье Череповец-2»	220	АСО-400	46,32

1	2	3	4	5
3.	«Пошехонье – Вологда»	220	АСО-400	62,82
4.	«Рыбинск – Пошехонье-1»	220	АС-300+ АСО-300	53,38
5.	«Рыбинск – Пошехонье-2»	220	АСО-400	54,09
6.	«Рыбинск – Сатурн»	220	АСУ-300+ АСО-400	3,11
7.	«Рыбинск – Венера»	220	АСУ-300+ АСО-400+ АСУ-400	12,24
8.	«Сатурн – Венера»	220	АСО-400+ АСУ-300	8,9
9.	«Венера – Вега»	220	АСО-400+ АСУ-400+ АСУ-300	63,52
10.	«Углич – Вега»	220	АСО-400+ АСУ-400	7,5
11.	«Венера – Углич»	220	АСО-400+ АСУ-300	69,62
12.	«Углич – Ярославль»	220	АСО-300	92,65
13.	«Углич – Заря Западная»	220	АСУ-400	92,2
14.	«Углич – Заря Восточная»	220	АСУ-300	92,2
15.	«Мотордеталь – Тверицкая»	220	АС-300+ АСУС-300+ АСО-300	91,85
16.	«ИвПГУ – Неро-1»	220	АС-400	28,2
17.	«ИвПГУ – Неро-2»	220	АС-400	28,2
18.	«Ростовская-1»	110	АС-150	33,13
19.	«Ростовская-2»	110	АС-150+ АС-185	24,5
20.	«Тишинская»	110	АС-150	9,49
21.	«Васильковская-1»	110	АС-150+ АС-185	16,64
22.	«Васильковская-2»	110	АС-150+ АС-185	16,64
23.	«Белкинская»	110	АС-95+ АС-120	22,1
24.	«Гаврилов – Ямская»	110	АС-95+ АС-120	6,1
25.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	20,15
26.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	20,15
27.	«Петровская-1»	110	АС-120	87,49

1	2	3	4	5
28.	«Шушковская»	110	АС-120	47,79
29.	«Петровская-2»	110	АС-120	51,14
30.	«Приозерная»	110	АС-120	10,53
31.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
32.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
33.	«Переславская-1»	110	АС-120	37,58
34.	«Переславская-2»	110	АС-120	37,22
35.	«Невская»	110	АС-120	6,3
36.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
37.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
38.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
39.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
40.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45
41.	«Палкино-1»	110	АС-185	21,88
42.	«Палкино-2»	110	АС-185	21,88
43.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
44.	«Алтыново-1»	110	АС-185	5,62
45.	«Алтыново-2»	110	АС-185	5,62
46.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
47.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
48.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,23
49.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,23
50.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
51.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
52.	«Институтская»	110	АС-150+ АС-240+ АС-185	27,64
53.	«Южная»	110	АС-150+ АС-240+ АС-185	27,64
54.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,08
55.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,08
56.	«Радуга-1»	110	АС-240+ АС-500	4,58
57.	«Радуга-2»	110	АС-240+ АС-500	4,58
58.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,29
59.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,29
60.	«Константиновская-1»	110	АС-185+ АС-150	31,59

1	2	3	4	5
61.	«Константиновская-2»	110	АС-185+ АС-150	31,59
62.	«Фрунзенская-1»	110	АС-150+ АС-185+ АС-150	16,86
63.	«Окружная»	110	АС-240+ АС-185+ АС-150	9,22
64.	«Перекопская»	110	АС-150+ АС-400	11,34
65.	«Тяговая»	110	АС-400+ АС-150+ М-70	8,46
66.	«Фрунзенская-2»	110	М-70+ АС-150+ АС-185+М-95	16,21
67.	«Ярославская-1»	110	2 x АС-150+ АС-300	5,9
68.	«Ярославская-2»	110	АС-240	5,9
69.	«Ярославская-3»	110	АС-240	5,9
70.	«Пионерская»	110	АС-120+ АС-150+ АС-185	14,99
71.	«Комсомольская»	110	АС-120+ АС-150+ АС-185	9,09
72.	«Ярцево – Новосёлки»	110	АС-150+ АС-120	5,9
73.	«156»	110	АС-185	0,63
74.	«158»	110	АС-185	1,8
75.	«157»	110	АС-185	1,9
76.	«Моторная»	110	АС-150+ М-95+АС-240	7,37
77.	«Инженерная»	110	АС-150+ М-95+АС-240	7,36
78.	«Шинная»	110	АС-185+ АС-150	0,96
79.	«Тверицкая-1»	110	АС-240+ АС-185	21,27
80.	«Тверицкая-2»	110	АС-240+ АС-185	21,27

1	2	3	4	5
81.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150+ АС-120	9,92
82.	«Нерехта-1»	110	АС-120	28,78
83.	«Нерехта-2»	110	АС-150+ АС-120	34,86
84.	«Пуятинская»	110	АС-240+ АС-120	51,53
85.	«Янтарная»	110	АС-120	28,04
86.	«Даниловская-2»	110	АС-120	8,1
87.	«Уткинская»	110	АС-240+ АС-120	29,67
88.	«Туфановская»	110	АС-120	25,11
89.	«Даниловская-1»	110	АС-120	27,2
90.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,48
91.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
92.	«Любим Халдеево»	110	АС-120+ АЖ-120	21,57
93.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
94.	«Скалино Пречистое»	110	АС-185+ АС-150	18,57
95.	«Халдеево Буй»	110	АС-120	14,84
96.	«Скалино – Ростилово»	110	АС-185	6,24
97.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
98.	«Палкино-1»	110	АС-185	11,46
99.	«Палкино-2»	110	АС-185	11,46
100.	«Веретье-1»	110	АС-95+ АС-185	1,46
101.	«Веретье-2»	110	АС-95+ АС-185	1,46
102.	«Восточная-1»	110	М-95+АС-185	10,13
103.	«Восточная-2»	110	М-95+АС-185	10,13
104.	«Газовая-1»	110	АС-120+ АС-185	18,14
105.	«Газовая-2»	110	АС-120+ АС-185	18,14
106.	«Западная-1»	110	АС-240+ АС-300	3,83
107.	«Западная-2»	110	АС-240+ АС-300	3,83
108.	«Переборы-1»	110	АС-95+ АС-185	6,52

1	2	3	4	5
109.	«Переборы-2»	110	АС-95+ АС-185	6,52
110.	«Тутаевская-1»	110	АС-185	27,92
111.	«Тутаевская-2»	110	АС-185	27,92
112.	«Правдинская»	110	АС-185	31,64
113.	«Пищалкинская»	110	АС-120+ АС-185	55,09
114.	«Шестихинская-1»	110	АС-185, АС-150	35,03
115.	«Шестихинская-2»	110	АС-185, АС-150	35,03
116.	«Щербаковская-1»	110	АС-185, АС-150	17,66
117.	«Щербаковская-2»	110	АС-185, АС-150	17,66
118.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
119.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
120.	«ПГУ-ТЭС – Тутаев № 1»	110	АПвП2г	0,45
121.	«ПГУ-ТЭС – Тутаев № 2»	110	АПвП2г	0,45

Формирование перспективной схемы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелено на:

- повышение пропускной способности сети;
- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы;
- ликвидацию «узких мест» электрических сетей 110 кВ и выше.

В период рассматриваемой перспективы Схемой предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области. Такая необходимость диктуется условиями обеспечения электроснабжением сооружаемых промышленных предприятий, перспективных инвестиционных площадок, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности их электроснабжения. Осуществить это планируется, в первую очередь, путем расширения и реконструкции существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострансформаторных ПС и замены существующих трансформаторов на более мощные, а также путем сооружения новых ПС и питающих линий электропередачи. Значительный объем предусмотренного

Схемой электросетевого строительства приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Необходимость строительства новых электросетевых объектов 110 кВ и выше, а также объёмы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из требований к надёжности электроснабжения потребителей. Выбор установленной мощности трансформаторов на ПС 110 кВ, которые планируется реконструировать и на которых необходимо осуществить техническое перевооружение, производился по электрическим нагрузкам на конец расчетного периода (5 лет от предполагаемого года реконструкции) в соответствии с нормами технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденными приказом Министерства энергетики СССР от 17 мая 1991 г., и Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

ВЛ 110 кВ и выше, строительство которых планируется в 2015 – 2019 годах:

- заходы ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тверицкая» на ОРУ 220 кВ ПГУ-ТЭС-450 МВт;

- заходы ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев» на ОРУ 220 кВ ПГУ-ТЭС-450 МВт;

- ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волгу;

- ВЛ 110 кВ для обеспечения выдачи мощности по объектам когенерационной энергетики.

Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2015 – 2019 годах:

- ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря Западная»;
- ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря Восточная»;
- ВЛ 110 кВ «Моторная – Инженерная»;
- ВЛ 110 кВ «Ярцево – Лютово»;
- ВЛ 110 кВ «Нерехта-1, 2»;
- ВЛ 110 кВ «Восточная-1, 2»;
- ВЛ 110 кВ «Фрунзенская-2»;
- ВЛ 110 кВ «Тяговая»;
- ВЛ 110 кВ «Перекопская».

Вывод линий электропередачи из эксплуатации не планируется.

2.2. Существующие и планируемые к строительству ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Данные о существующих ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование ПС	Напряже- ние, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
1.	«Вега»	220 кВ	2×63
2.	«Венера»	220 кВ	2×200
3.	«Неро»	220 кВ	2×63
4.	«Пошехонье»	220 кВ	2×40
5.	«Сатурн»	220 кВ	2×40
6.	«Тверицкая»	220 кВ	2×200+2×40
7.	«Трубеш»	220 кВ	2×125
8.	«Тутаев»	220 кВ	2×125
9.	«Ярославская»	220 кВ	3×125
10.	«Аббакумцево»	110 кВ	2×10
11.	«Алтыново»	110 кВ	2×6,3
12.	«Борисоглеб»	110 кВ	16+10
13.	«Брагино»	110 кВ	2×40
14.	«Васильково»	110 кВ	2×10
15.	«Вахрушево»	110 кВ	2×6,3
16.	«Веретье»	110 кВ	2×25
17.	«Волга»	110 кВ	5,6+6,3
18.	«Волжская»	110 кВ	2×40
19.	«Восточная»	110 кВ	2×25
20.	«Гаврилов-Ям»	110 кВ	2×16
21.	«Глебово»	110 кВ	10
22.	«Депо»	110 кВ	3×16
23.	«Дружба»	110 кВ	2×16
24.	«Залесье»	110 кВ	2×10
25.	«Западная»	110 кВ	2×63
26.	«Институтская»	110 кВ	2×40
27.	«Киноплёнка»	110 кВ	16+10
28.	«Климатино»	110 кВ	2×6,3
29.	«Константиново»	110 кВ	15+16
30.	«Которосль»	110 кВ	2×25
31.	«Крюково»	110 кВ	6,3
32.	«Левобережная»	110 кВ	2×16
33.	«Лом»	110 кВ	2×10
34.	«Луговая»	110 кВ	2×6,3

1	2	3	4
35.	«Некоуз»	110 кВ	2×6,3
36.	«Нила»	110 кВ	16+6,3
37.	«НПЗ»	110 кВ	2×25
38.	«Оптика»	110 кВ	2×10
39.	«Орион»	110 кВ	2×40
40.	«Павловская»	110 кВ	20+25
41.	«ПГУ-ТЭС»	110 кВ	2×40
42.	«Перевал»	110 кВ	2×16
43.	«Перекоп»	110 кВ	2×25
44.	«Переславль»	110 кВ	2×25
45.	«Пищалкино»	110 кВ	2×7,5
46.	«Плоски»	110 кВ	2×2,5
47.	«Покров»	110 кВ	2,5
48.	«Полиграф»	110 кВ	2×40
49.	«Полиграфмаш»	110 кВ	2×16
50.	«Пречистое»	110 кВ	2×10
51.	«Продуктопровод»	110 кВ	2×6,3
52.	«Ростов»	110 кВ	20+25
53.	«Северная»	110 кВ	2×63
54.	«Селехово»	110 кВ	2×6,3
55.	«Судоверфь»	110 кВ	2×10
56.	«Техникум»	110 кВ	2×6,3
57.	«Тормозная»	110 кВ	25+16
58.	«ТРК»	110 кВ	2×16
59.	«Туфаново»	110 кВ	2×2,5
60.	«Углич»	110 кВ	2×25
61.	«Устье»	110 кВ	2×10
62.	«Халдеево»	110 кВ	3,2+6,3
63.	«Чайка»	110 кВ	2×25
64.	«Шестихино»	110 кВ	2×10
65.	«Шурскол»	110 кВ	2×10
66.	«Южная ЯПО»	110 кВ	2×40
67.	«Южная РПО»	110 кВ	2×25
68.	«Юрьевская слобода»	110 кВ	2×10
69.	«Ярцево»	110 кВ	2×25
70.	«Палкино»	110 кВ	2×25
71.	«Правдино»	110 кВ	2×25
72.	«Тишино»	110 кВ	2×25
73.	«Беклемишево»	110 кВ	2×25
74.	«Данилов»	110 кВ	2×25+2×40
75.	«Коромыслово»	110 кВ	2×25

1	2	3	4
76.	«Любим»	110 кВ	2×20
77.	«Лютово»	110 кВ	2×25
78.	«Петровск»	110 кВ	40+25
79.	«Путятино»	110 кВ	10+25
80.	«Скалино»	110 кВ	2×40
81.	«Уткино»	110 кВ	15+20
82.	«Шушково»	110 кВ	20+25
83.	«Ярославль- Главный»	110 кВ	2×40
84.	«Газовая»	110 кВ	2×63
85.	«ГПП-1»	110 кВ	2×40
86.	«ГПП-4»	110 кВ	2×40
87.	«ГПП-9»	110 кВ	2×40
88.	«Луч»	110 кВ	2×25
89.	«Марс»	110 кВ	2×16
90.	«Нептун»	110 кВ	2×16
91.	«Радуга»	110 кВ	2×40
92.	«Роца»	110 кВ	32
93.	«Свободный Труд»	110 кВ	2×10
94.	«Тенино»	110 кВ	2×10
95.	«Толга»	110 кВ	25+15

ПС напряжением 110 кВ и выше, строительство которых планируется в 2015 – 2019 годах – ПС 110 кВ «Некрасово» с трансформаторами 2×25 МВА.

ПС напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2015 – 2019 годах:

- ПС 220 кВ «Ярославская» (замена оборудования, в том числе замена БСК);

- ПС 220 кВ «Вега» (реконструкция с заменой оборудования, в том числе отделителей и КЗ);

- ПС 110 кВ «Тормозная» (замена трансформатора 1×16 МВА на 1×25 МВА);

- ПС 110 кВ «Глебово» (установка второго трансформатора 10 МВА);

- ПС 110 кВ «Устье» (замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА);

- ПС 110 кВ «Полиграфмаш» (замена силового трансформатора Т1 16 МВт на 25 МВА, установка трех ячеек, элегазового выключателя, разъединителей, ТТ и ТН, РЗА с заменой вводных выключателей 6 кВ);

- ПС 110 кВ «Техникум», «Пищалкино», «Кинопленка», «Аббакумцево» (увеличение трансформаторной мощности на 71,4 МВА);

- ПС 110 «Ростов» (замена трансформатора Т-1 20 МВА на 25 МВА).

3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт

3.1. Структура установленной мощности генерирующих объектов.

По состоянию на 01.04.2014 в Ярославской энергосистеме действуют 5 электростанций установленной мощностью 1117,06 МВт и 2 блок-станции установленной мощностью 54,5 МВт.

Структура установленной мощности генерирующих объектов представлена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, %
Теплоэлектростанции – всего	586	52,5
Ярославская ТЭЦ-1	81	7,3
Ярославская ТЭЦ-2	245	21,9
Ярославская ТЭЦ-3	260	23,3
Гидроэлектростанции – всего	476,56	42,7
Угличская ГЭС	120	10,7
Рыбинская ГЭС	356,4	31,9
Хоробровская ГЭС	0,16	0,0
Блок-станции – всего	54,5	4,9
ОАО «Ярославский технический углерод»	24	2,1
ОАО «НПО «Сатурн»	30,5	2,7
Всего	1117,06	100

3.2. Ярославская ТЭЦ-1.

Ярославская ТЭЦ-1 расположена в северо-восточной части г. Ярославля. Она является старейшей в энергосистеме региона, была введена в эксплуатацию в 1934 г. В число потребителей станции входят крупные промышленные предприятия города, а также коммунально-бытовые потребители центральной части города численностью населения более 120 тыс. человек. Установленная мощность станции составляет 81 МВт.

На ТЭЦ-1 эксплуатируется 4 турбоагрегата. Топливом служат газ, мазут. Подразделением ТЭЦ-1 является Тенинская котельная (1994 г.), на которой установлено 2 водогрейных котла.

Котельное и турбинное оборудование находится в удовлетворительном состоянии. Однако значительная их часть имеет большой износ, морально и физически устарела. Срок эксплуатации оборудования достигает 50 – 60 лет, что значительно превышает принятые нормативы.

В 2003 году был выполнен проект реконструкции Ярославской ТЭЦ-1, согласно которому на 1 этапе намечалось сооружение ОРУ-110 кВ по схеме «две рабочие системы шин» с подключением трансформаторов 110/6-6 кВ Т-1 и Т-2 и одной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ «Северная», на 2 этапе предусматривался демонтаж существующего «квадрата» и подключение трансформаторов Т-3 и Т-4, ВЛ-110 кВ № 157 и № 158 и второй ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ «Северная».

Проект в полном объеме не реализован. В настоящее время на ТЭЦ-1 имеется два ОРУ-110 кВ. Одно выполнено по схеме «квадрата» и имеет связь с Ярославской ТЭЦ-2 по ВЛ-157. Второе выполнено по схеме «две рабочие системы шин» и связано с ПС 110 кВ «Северная» по ВЛ 110 кВ «Шинная».

3.3. Ярославская ТЭЦ-2.

Ярославская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1956 г. В настоящее время электростанция играет важнейшую роль в обеспечении электроэнергией и теплом Дзержинского, Ленинского и Кировского районов г. Ярославля, а также крупных промышленных предприятий. Подразделением ТЭЦ-2 является Ляпинская котельная, снабжающая теплом Заволжский район города. Установленная мощность станции составляет 275 МВт. В составе основного оборудования ТЭЦ-2 пять турбоагрегатов.

Топливом служат газ, мазут, уголь. Выдача мощности ТЭЦ-2 осуществляется в основном на генераторном напряжении 6 кВ и на напряжении 110 кВ через ОРУ 110 кВ, которое связано по ВЛ-110 кВ с Ярославской ТЭЦ-1 и Ярославской ТЭЦ-3.

3.4. Ярославская ТЭЦ-3.

Ярославская ТЭЦ-3 была введена в эксплуатацию в 1961 г. В 1967 г. закончен монтаж последнего шестого котла, в 1970 г. – турбины № 6.

ТЭЦ-3 расположена в южной части г. Ярославля и является основным источником электроснабжения крупнейшего в регионе нефтеперерабатывающего завода и потребителей коммунально-бытового сектора, а также обеспечивает теплом более 35 процентов населения г. Ярославля. Установленная мощность станции составляет 260 МВт.

В качестве топлива используются газ и мазут. Выдача мощности ТЭЦ-3 осуществляется на напряжении 35 и 110 кВ.

В настоящее время городскими электростанциями обеспечивается порядка 70 процентов электрических нагрузок города.

3.5. Угличская ГЭС и Рыбинская ГЭС.

Установленная мощность Угличской ГЭС составляет 120 МВт.

На Рыбинской ГЭС в настоящее время установлено 4 гидрогенератора мощностью по 55 МВт (годы ввода – 1941 – 1950) и два по 63,2 МВт.

Основное гидроэнергетическое и электротехническое оборудование ГЭС находится в удовлетворительном состоянии, однако с момента установки первых блоков (в 1940, 1941 годах) физически и морально устарело, требует замены и реконструкции.

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на действующих электростанциях Ярославской области мощностью не менее 5 МВт приведен в таблице 4.

Таблица 4

Генерирующий источник		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
Всего, в том числе	ввод				10		10	20
	демонтаж							
	прирост				10		10	20
Рыбинская ГЭС	ввод				10		10	20
	демонтаж							
	прирост				10		10	20

3.6. Угличская ГЭС.

В 2011 году на Угличской ГЭС выполнена реконструкция гидроагрегата Г2Г с увеличением мощности на 10 МВт (до 65 МВт).

3.7. Рыбинская ГЭС.

Согласно проекту реконструкция Рыбинской ГЭС выполняется в 8 этапов и предусматривает:

- установку двух АТ 220/110 кВ мощностью 2×63 МВА (введены в 2013 году);

- замену существующих групп 1Т (выполнено в 2014 г.) и 2Т однофазных трансформаторов 220/13,8 кВ мощностью 3×46 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов Г1, Г2, Г3, Г4;

- замену существующих групп 3Т и 4Т однофазных трансформаторов 220/110/13,8 кВ мощностью 3×23 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов Г5, Г6;

- реконструкцию гидроагрегатов мощностью 55 МВт с увеличением мощности до 65 МВт, в том числе:

- 2Г – окончание реконструкции в 2014 году;

- 3Г – окончание реконструкции в 2017 году;

1Г – окончание реконструкции в 2019 году .

3.8. Увеличение генерирующей мощности на ГЭС.

Увеличение генерирующей мощности на ГЭС к 2019 году по отношению к 2014 году составит 20 МВт.

В таблице 5 приведен перечень мероприятий по вводу новых объектов генерации в Ярославской области в 2014 – 2019 годах.

Таблица 5

Генерирующий источник	Тип установки	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
ПГУ 450 МВт в районе Тенинской котельной	ПГУ-450	450						502
ПГУ-ТЭС-52 МВт в г. Тутаеве	ПГУ-52	52						

В таблице 6 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования.

Таблица 6

№ п/п	Наименование мероприятия	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего по области, МВт
1.	Ввод и модернизация генерирующего оборудования	502			10		10	522
2.	Демонтаж генерирующего оборудования							
3.	Прирост генерирующего оборудования	502			10		10	522

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2014 – 2019 годов составит 522 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

Ввод новых объектов генерации будет осуществляться согласно перечню мероприятий по вводу новых объектов генерации в Ярославской области в 2014 – 2019 годах с учётом объектов средней и малой когенерации, приведенному в таблице 7.

Таблица 7

№ п/п	Генерирующий источник	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего, МВт
1.	ПГУ 450 МВт в районе Тенинской котельной	450						
2.	ПГУ-ТЭС-52 МВт в г. Тутаеве	52						
3.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Ростове			24				
4.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Переславле-Залесском					24		
5.	ПГУ-ТЭС 24 МВт в г. Ярославле (р-н завода «СК»)						24	
6.	ПГУ-ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске			230				
	Всего	502	0	254	0	24	24	804

В таблице 8 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования с учётом объектов средней и малой когенерации.

Таблица 8

Наименование мероприятия	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего по области, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	502		254	10	24	34	824
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования	502		254	10	24	34	824

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2014 – 2019 годов составит 824 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

4. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

В период рассматриваемой перспективы предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей 35 кВ филиала ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с целью обеспечения электроснабжения намечаемых к сооружению новых промышленных предприятий, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей.

Необходимость строительства новых электросетевых объектов 35 кВ, а также объёмы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из электрических нагрузок, установленных для оптимистического и пессимистического вариантов развития.

Основными факторами, определяющими развитие сетей и экономические показатели деятельности сетевых предприятий, являются реконструкция и техническое перевооружение.

При решении вопроса о развитии сетей 35 кВ предусмотрены объёмы работ по ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ в соответствии с программой ликвидации «узких мест» филиала ОАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» с учётом технического износа и морального старения оборудования ПС, а также необходимости повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Основными факторами, определяющими необходимость реконструкции и технического перевооружения ПС 35 кВ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» и выбор приоритетов при выполнении объёмов работ в сетях 35 кВ, явились:

- срок ввода ПС в эксплуатацию;
- наличие на ПС устаревшего и малоэффективного оборудования;
- загрузка ПС на расчётный срок, с учётом величины суммарной электрической нагрузки новых потребителей, подключаемых к РУ-6,10 кВ ПС 35 кВ, за рассматриваемый период.

ВЛ 35 кВ и ниже и ПС 35 кВ, которые планируется построить в 2015 – 2019 годах:

- перевод ПС 35 кВ «Некрасово» на 110 кВ с установкой трансформаторов 2×25 МВА вместо 2×16 МВА;
- строительство ПС 35/10 кВ «Фабричная» с установкой трансформаторов 2×10 МВА и строительством заходов ВЛ 35 кВ (3,6 км);
- ВЛ 6-10 кВ для обеспечения выдачи мощности по объектам когенерационной энергетики.

ВЛ 35 кВ и ниже и ПС 35 кВ, которые планируется реконструировать в 2015 – 2019 годах:

- реконструкция ПС-35 кВ «Гузицыно» с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 с 2×4 МВА на 2×6,3 МВА;
- реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 2х4 МВА на 2х6,3 МВА и установкой ячейки 35кВ;
- реконструкция по программе реновации ПС 35 кВ «Сараево», «Ватолино», «Дорожаево», «Моделово», «Соломидино», «Глебово», «Прибрежная» (увеличение мощности 20,8 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ Варегово с заменой трансформаторов (10 кВ) 2,5 МВА и 1,6 МВА на 2х1,6 МВА + демонтаж трансформатора (6 кВ) 1,6 МВА);
- расширение ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА;
- техпервооружение ВЛ 35 кВ «Урусово – Семибратово»;
- техпервооружение ВЛ 35 кВ «Заполье – Никола-Корма» с заменой провода;
- техпервооружение ВЛ 35 кВ «Тихменево – Никола-Корма» с заменой провода;
- реконструкция ВЛ 35 кВ «Тихменево – Глебово»;
- ВЛ 6-10 кВ (мероприятия по восстановлению принятых на баланс бесхозяйных электрических сетей);
- ВЛ 0,4 кВ (системы наружного освещения).

Одновременно на ПС 35 кВ, ОРУ которых выполнены по упрощенным схемам, для повышения надёжности электроснабжения потребителей при замене существующих трансформаторов на новые учитывалась замена отделителей и КЗ в цепях трансформаторов на элегазовые выключатели.

Список используемых сокращений

АБ – аккумуляторная батарея
АТ – автотрансформатор
ВЛ – воздушная линия
ГРЭС – государственная районная электростанция
ГТУ – газотурбинная установка
ГЭС – гидроэлектростанция
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
КЗ – короткозамыкатель
КЛ – кабельная линия
«МРСК Центра» – открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра»
МУП – муниципальное унитарное предприятие
НПО – научно-производственное объединение
ОАО – открытое акционерное общество
ОАО «ТГК-2» – открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 2»
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПГУ – парогазовая установка
ПС – подстанция
РЗА – релейная защита и автоматика
РУ – распределительное устройство
СВМ – схемы выдачи мощности
СТО – стандарт организации
ТН – унифицированные накальные трансформаторы
ТП – трансформаторная подстанция
ТТ – трансформатор тока
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль