

ПРАВИТЕЛЬСТВО ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 23.12.2015 № 1389-п
г. Ярославль

О Программе развития
электроэнергетики Ярославской
области на 2016 – 2020 годы и
признании утратившим силу
постановления Правительства
области от 15.01.2015 № 23-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 2016 – 2020 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 15.01.2015 № 23-п «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2015 – 2019 годы и признании утратившим силу постановления Правительства области от 24.12.2013 № 1712-п».

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

5. Постановление вступает в силу с момента подписания.

Председатель
Правительства области

А.Л. Князьков

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Правительства области
от 23.12.2015 № 1389-п

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Ярославской области
на 2016 – 2020 годы

Паспорт Программы

Наименование Программы	Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2016 – 2020 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» (далее – Стратегия социально-экономического развития Ярославской области); - постановление Правительства области от 31.12.2014 № 1435-п «Об утверждении Схемы территориального планирования Ярославской области и о признании утратившим силу постановления Правительства области от 23.07.2008 № 385-п»
Разработчик Программы	ООО «РегионЭнергоМонтаж»
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

2016 – 2020 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 фи-
нансирования
Программы

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

Система органи-
зации контроля
за исполнением
Программы

контроль за исполнением Программы осуществляет Правительство области

Дополнительная
информация

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 36,2 тыс. кв. км, численность населения (на 01.01.2015) – 1271,8 тыс. человек, в том числе городского – 1040,6 тыс. человек (81,8 процента), сельского – 231,2 тыс. человек (18,2 процента).

Административная характеристика муниципальных образований Ярославской области на 01 января 2015 года: 10 городских поселений, 17 МР, три городских округа (г. Ярославль, г. Рыбинск, г. Переславль-Залесский), 70 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 Российской Федерации, а г. Ярославлем – центра формирующейся Верхневолжской агломерации с населением свыше 2 млн. человек.

Ярославская область занимает одно из ключевых мест в системе транспортных коридоров Европы – Азии, что подтверждает ее роль в качестве потенциального транспортно-распределительного узла общероссийского значения. Здесь находится управление Северной железной дороги – филиала ОАО «РЖД», 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 одиннадцатое место в Российской Федерации. Около 300 ярославских предприятий имеют федеральное значение и являются лидерами в своих отраслях.

Ярославская область является одним из наиболее индустриально развитых регионов Российской Федерации. 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. Переславль-Залесском (30 единиц).

Организациями, осуществляющими промышленные виды деятельности, производится около 70 процентов объема товаров и услуг, производи-

мых 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 Российской Федерации: ОАО «НПО «Сатурн», ОАО «Автодизель», ОАО «Тутаевский моторный завод», ОАО «Ярославский завод дизельной аппаратуры». В г. Ярославле и г. 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 г. Ярославле и г. Рыбинске. ПАО «Ярославский судостроительный завод», АО «Судостроительный завод «Вымпел», ОАО «Рыбинская судостроительная верфь», ООО «Верфь братьев Нобель» выпускают суда различного класса и назначения.

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

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

Старейшим производителем дорожных машин является ОАО «Раскат».

Кроме того, 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 (ПАО «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), ООО «Ярославский комбинат молочных продуктов» (г. Ярославль). В г. Рыбинске выпускаются комбикорма (ОАО «Рыбинский комбикормовый завод»); в г. Ярославле, г. Угличе, г. Данилове – масло и сыр.

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

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 лесокомбинаты, 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, птицеводство, растениеводство.

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

Высокоразвитый в хозяйственном отношении регион потребляет большое количество энергии и топлива. Основным источником выработки электроэнергии Ярославской области – природный газ, 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 МР. Доля торфа в топливном балансе региона в 2014 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 МР. Добыча торфа осуществляется на севере области – в Некоузском МР и на юге – в Переславском.

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

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

Минерально-сырьевая база региона формировалась в течение 70 лет, с двадцатых годов 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 сапропеля.

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 процента.

Значительный вклад в экономику области вносит и малый бизнес.

В настоящее время в Ярославской области действует более 23,6 тысячи малых предприятий, свыше 36 тысяч индивидуальных предпринимателей, около 2 тысяч крестьянских (фермерских) хозяйств. В сфере малого предпринимательства с учетом наемных работников у индивидуальных предпринимателей занято свыше 200 тысяч человек, в том числе на малых предприятиях свыше 100 тысяч человек. Среди малых и средних предприятий области есть такие, спрос на продукцию которых существует не только в Российской Федерации, 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 586 МВт, в том числе Ярославскую ТЭЦ-1 – 81 МВт, Ярославскую ТЭЦ-2 – 245 МВт, Ярославскую ТЭЦ-3 – 260 МВт;

- три ГЭС общей установленной мощностью на расчетный пропуск воды 476,56 МВт, в том числе Угличскую ГЭС – 120 МВт, Рыбинскую ГЭС – 356,4 МВт, Хоробровскую 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 1262,7 км и установленной электрической мощностью трансформаторов 2167 МВА, территориальные распределительные электрические сети филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 4317,6 км и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 3188,1 МВА, а также распределительные сети напряжением 0,4 – 10 кВ, протяженностью 40557 км и установленной электрической мощностью трансформаторов 2745 МВА, распределительные электрические сети прочих собственников напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 21,1 км и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 1668,7 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 (ПАО «ТНС энерго Ярославль», ООО «Русэнергобыт» и ОАО «Оборонэнергобыт») и семь независимых сбытовых компаний (ЗАО «МАРЭМ+», ООО «Транснефтьсервис», ООО «Русэнергоресурс», ООО «Пивоваренная компания «Балтика», ООО «Каскад-Энергобыт», ОАО «Сибурэнергоменеджмент», ООО «Межрегионэнергобыт»).

1.2.2. Услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям до конечных потребителей оказывают филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», тридцать семь ТСО, в том числе шесть муниципальных предприятий.

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

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

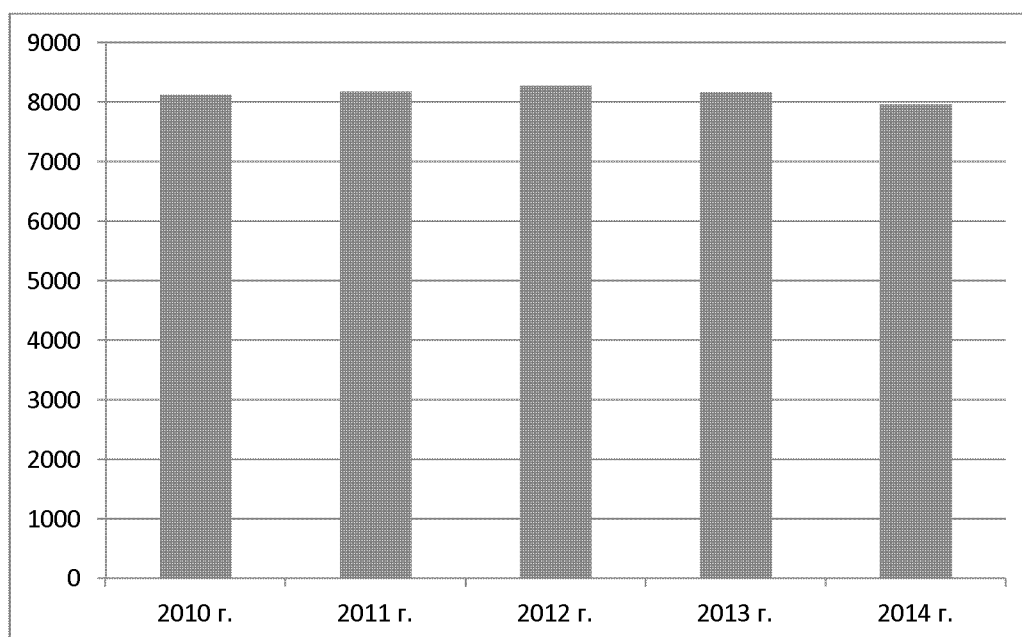
Таблица 1

Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области (данные официальной статистики)

Наименование показателя	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Электропотребление	млн. кВт×ч	8133,0	8185,2	8279,5	8172,7	7972,0
Рост к предыдущему году	процентов		0,6	1,1	-1,3	-2,5
Рост к 2010 году	процентов		0,6	1,8	0,5	-2,0

Диаграмма 1

Динамика изменения электропотребления за период 2010 – 2014 годов, млн. кВт×ч



3. Структура электропотребления Ярославской области

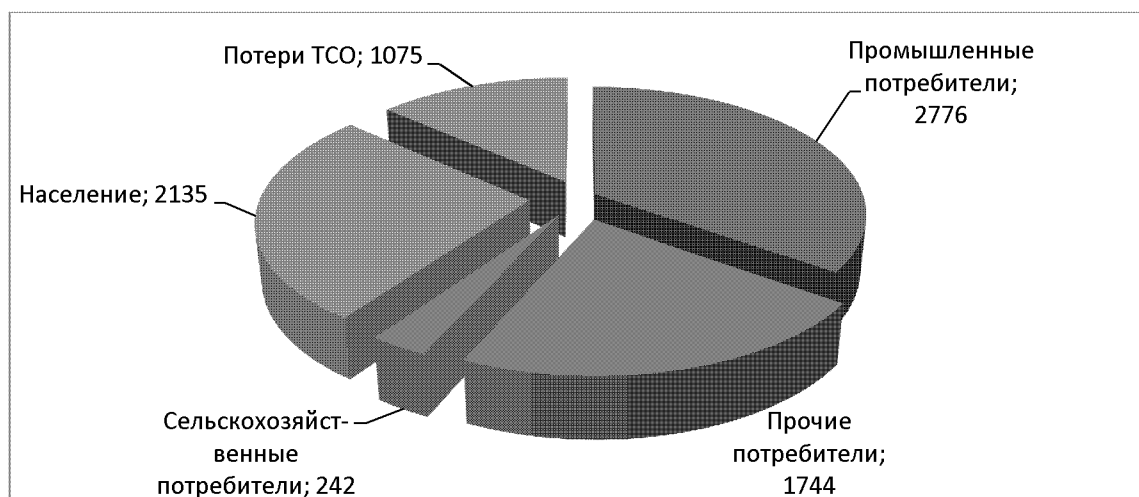
Основными энергопотребителями в области являются промышленные предприятия, расходующие более 34 процентов всей электроэнергии. Наибольший расход электроэнергии приходится на предприятия машиностроения, нефтехимической промышленности. Доля населения в энергопотреблении составляет 26,8 процента, сельскохозяйственных потребителей – около 3 процентов.

**Структура электропотребления
в Ярославской области в 2014 году**

Наименование сферы энергопотребления	Объем, млн. кВт×ч	Доля, процен- тов
Всего	7972	100
в том числе:		
Промышленные потребители	2776	34,8
Прочие потребители	1744	21,9
Сельскохозяйственные потребители	242	3,0
Население	2135	26,8
Потери ТСО	1075	13,5

Диаграмма 2

Структура потребления электроэнергии, млн. кВт×ч



4. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

Таблица 3

№ п/п	Наименование пред- приятия	Наименование отрасли произ- водства	Потребление электроэнергии, млн. кВт×ч				
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ОАО «Славнефть- ЯНОС»	нефтеперераба- тывающая про- мышленность	1027	1033,6	1055,4	1105,0	1074,9
2.	ООО «Балтнефтепро- вод»	транспорт нефти	518,4	521,7	490,0	357,0	261,5
3.	ОАО «Автодизель»	машиностроение	293,4	295,3	263,3	234,9	182,0
4.	ООО «Газпром транс- газ Ухта»	газораспреде- лительный комплекс	155,4	156,4	149,8	179,7	151,4

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	ОАО «Ярославль-водоканал»	ЖКХ	108,0	108,7	88,0	82,5	76,0
6.	ОАО «Тутаевский моторный завод»	машиностроение	97,5	98,1	93,8	69,9	62,2
7.	ПАО «Ярославский шинный завод»	машиностроение	95,7	96,3	93,5	91,0	74,4
8.	ОАО «Ярославский завод дизельной аппаратуры»	машиностроение	80,8	81,3	102,6	92,9	70,4
9.	ОАО «Русэнергосбыт»	железнодорожный транспорт	490,8	502,5	517,15	511,0	508,0
10.	ООО «Переславский технопарк»	машиностроение	50,1	50,4	57,3	59,6	20,3
11.	ОАО «Пивоваренная компания «Балтика»	пищевая промышленность	50,7	51,0	53,3	53,5	51,8
12.	ОАО «НПО «Сатурн»	машиностроение	49,4	49,7	35,5	64,6	57,7
13.	ОАО «Компания Славич»	химическая промышленность	43,1	43,4	9,5	6,7	6,9
14.	МУП «Водоканал», г. Рыбинск	ЖКХ	31,3	31,5	24,0	23,6	15,3
15.	ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод»	машиностроение	28,5	28,7	28,3	24,4	23,4
16.	ОАО «Ярославский шиноремонтный завод»	машиностроение	25,1	25,3	24,4	24,2	23,5
17.	ОАО «Ярославский бройлер»	пищевая промышленность	24,9	25,1	27,1	31,7	32,9
18.	ОАО «Рыбинсккабель»	кабельная промышленность	23,7	23,9	14,5	21,9	24,0
19.	ОАО «Русские краски»	химическая промышленность	20,1	20,2	19,4	17,8	16,6
20.	ОАО «Завод фрикционных и термостойких материалов»	химическая промышленность	13,4	13,5	12,6	12,0	10,1
21.	ОАО «Ярославский завод РТИ»	приборостроение	12,6	12,7	12,8	12,7	10,9
22.	ОАО «Гаврилов-Ямский машиностроительный завод «Агат»	машиностроение	12,4	12,5	12,4	12,3	12,2
23.	ОАО «Термостойкие изделия и инженерные разработки»	лёгкая промышленность	12,3	12,4	11,5	10,6	10,0
24.	ОАО «Ярославский радиозавод»	приборостроение	11,9	12,0	13,4	14,1	16,7
25.	ОАО «Рыбинский завод приборостроения»	приборостроение	11,6	11,7	12,0	10,0	10,3
26.	ЗАО «Атрус»	пищевая промышленность	10,6	10,7	8,4	6,6	9,1

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

Таблица 4

Наименование показателя	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Валовой региональный продукт	млн. руб.	247290	292778	327280	360732	376257
Численность населения	тыс. чел.	1272,5	1271	1271	1270	1271,8
Энергоемкость	кг у. т./млн. руб.	27,11	25,26	25,09	24,21	24,1
Электроёмкость	кВт×ч/млн. руб.	32,89	27,96	24,1	23,65	23,21
Потребление электроэнергии на душу населения	кВт×ч/чел.	6391	6440	6514	6435	6268

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 ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС:		
- 500 кВ	0	-
- 220 кВ	9	2167,0
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:		
- 110 кВ	64	2511,6
- 35 кВ	111	700,2
Объекты прочих собственников:		
- 110 кВ	23	1338,8
- 35 кВ	27	329,9
Всего по Ярославской области	234	7047,5

Таблица 6

Протяженность ВЛ энергосистемы Ярославской области

Наименование объекта	Протяженность ВЛ (в одноцепном исполнении), км
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС:	
- 500 кВ	-
- 220 кВ	1262,7
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:	
- 110 кВ	1906,54
- 35 кВ	2412,34
Объекты прочих собственников:	
- 110 кВ	18,0
- 35 кВ	3,1
Всего по Ярославской области	5602,68

Характеристика объектов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» представлена в таблицах 7 – 11.

Таблица 7

Протяженность электрических сетей
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»
с разделением по классам напряжения (на 01.01.2015)

Протяженность по трассе, км	ВЛ 110 кВ и выше	ВЛ 35 кВ	ВЛ 6-10 кВ	ВЛ 0,4 кВ	КЛ
	1050,84	2085,286	12756,318	13084,884	2895,087

Таблица 8

Динамика протяженности электрических сетей
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2011 – 2014 годов

Год	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Протяженность ЛЭП	26973,38	27059,66	27369,39	27662,41
Темп прироста, процентов		0,32	1,14	1,07

Таблица 9

Динамика числа ПС
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2011 – 2014 годов

Год	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Количество ПС, шт.	6957	7076	7245	7481
Темп прироста, процентов		1,71	2,39	3,26

Таблица 10

Количество УЕ объема эксплуатационного обслуживания
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2011 – 2014 годов

Год	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Количество УЕ объема эксплуатационного обслуживания	127 239,9	129 133,5	131 290,9	132 082,2
Темп изменения, процентов		1,5	1,7	0,6

Таблица 11

Данные о техническом состоянии силовых трансформаторов
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за 2014 год

Класс напряжения	Количество – всего, шт.	Мощность – всего, тыс. кВА	Количество проработавших более 25 лет, шт.	Мощность проработавших более 25 лет, тыс. кВА	Количество подлежащих замене по техническому состоянию, шт.	Мощность подлежащих замене, тыс. кВА
Трансформаторы 3-20 кВ	7840	1096,17	4435	625,52	517	66,02
Трансформаторы 35 кВ	190	676,5	104	306,6	7	30,3
Трансформаторы 110 кВ	127	2511,6	71	1105,2	7	181,6

В период 2010 – 2014 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 десяти ПС 35 кВ (увеличение мощности – 31,7 МВА), введено 6 км ЛЭП 110 кВ, 15,5 км ЛЭП 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 ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС в 2014 году заменён выключатель СОВ 220 кВ на ПС 220 кВ «Венера».

Общие сведения о ВЛЭП и ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС и их технические характеристики приведены в таблицах 12 и 13 соответственно, а также в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на период 2016 – 2020 годов (приложение к Программе) (далее – Схема развития электрических сетей).

Линии 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяжённость, км
1.	«Александров – Трубеж» (в границах области)	220	АСО-300	28,53
2.	«Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-300	47,27
3.	«Венера – Вега»	220	АС-400, АС-300	63,52
4.	«Ивановские ПГУ – Неро I цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
5.	«Ивановские ПГУ – Неро II цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
6.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22
7.	«Мотордеталь – Тверицкая» (в границах области)	220	АС-300	91,85
8.	«Пошехонье – Вологда – Южная» (в границах области)	220	АС-400	62,95
9.	«Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-400	46,2
10.	«Пошехонье – Ростилово»	220	АС-400	84,37
11.	«Рыбинская ГЭС – Венера»	220	АС-300, АС-400	12,24
12.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 1»	220	АС-300	53,35
13.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 2»	220	АС-400	54,06
14.	«Рыбинская ГЭС – Сатурн»	220	АС-300, АС-400	3,11
15.	«Сатурн – Венера»	220	АС-400, АС-300	8,93
16.	«Трубеж – Неро»	220	АС-300	77,66
17.	«Угличская ГЭС – Вега»	220	АС-400	7,51
18.	«Угличская ГЭС – Венера»	220	АС-400, АС-300	69,62
19.	«Угличская ГЭС – Заря I цепь» (в границах области)	220	АС-400	92,19
20.	«Угличская ГЭС – Заря II цепь» (в границах области)	220	АС-300	92,19
21.	«Угличская ГЭС – Ярославская»	220	АС-300	92,65
22.	«Ярославская – Неро»	220	АС-300	51,2
23.	«Ярославская – Тверицкая»	220	АС-300	31,73
24.	«Ярославская – Тутаев»	220	АС-300	57,97

ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1.	«Вега»	220	2 × 63
2.	«Венера»	220	2 × 200
3.	«Неро»	220	2 × 63
4.	«Пошехонье»	220	2 × 40
5.	«Сатурн»	220	2 × 40
6.	«Тверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
7.	«Трубеж»	220	2 × 125
8.	«Тутаев»	220	2 × 125
9.	«Ярославская»	220	2 × 125 (АТ-3 в резерве)

Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2014 году выполнены следующие работы:

- реконструкция ПС 110 кВ «Юрьевская Слобода» с установкой выключателей и ТТ 110 кВ Т-1 и Т-2;

- реконструкция ПС 110 кВ «Техникум» с установкой выключателей и ТТ 110 кВ Т-1 и Т-2, заменой секционного выключателя 110 кВ;

- реконструкция ПС 110 кВ «Аббакумцево» с установкой выключателей и ТТ 110 кВ Т-1 и Т-2;

- реконструкция ПС 110 кВ «Туфаново» с установкой выключателей 110 кВ Т-1 и Т-2, заменой секционного выключателя 110 кВ;

- реконструкция ПС 110 кВ «Институтская» с установкой выключателя (элегазового модуля) 110 кВ Т-1;

- реконструкция ПС 110 кВ «Пищалкино» с установкой ТТ 110 кВ Т-1, Т-2, ВЛ Пищалкинская и ВЛ Бежецкая;

- реконструкция с заменой Т-2 ПС 35 кВ «Глебово» 2,5 МВА на 6,3 МВА.

Общие сведения о ВЛЭП и ПС 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и их технические характеристики приведены в таблицах 14 и 15 соответственно, а также в Схеме развития электрических сетей.

Линии 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяжённость, км
1	2	3	4	5
1.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
2.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
3.	«Алтыново – Палкино I цепь»	110	АС-185	11,46

1	2	3	4	5
	(«Палкино-1»)			
4.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	21,88
5.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
6.	«Балакирево – Трубеж» («Пере- славская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
7.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
8.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	20,15
9.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	20,15
10.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	16,64
11.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
12.	«Вега – Алтыново I цепь» («Ал- тыново-1»)	110	АС-185	5,62
13.	«Вега – Алтыново II цепь» («Ал- тыново-2»)	110	АС-185	5,62
14.	«Венера – Восточная с отпайка- ми I цепь» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	10,13
15.	«Венера – Восточная с отпайка- ми II цепь» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	10,13
16.	«Венера – Шестихино с отпай- ками I цепь» («Шестихин- ская-1»)	110	АС-185, АС-150	35,03
17.	«Венера – Шестихино с отпай- ками II цепь» («Шестихин- ская 2»)	110	АС-185, АС-150	35,03
18.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
19.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46
20.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,1
21.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,14
22.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
23.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
24.	«Данилов – Дружба» («Данилов- ская-2»)	110	АС-120	8,1
25.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,48
26.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
27.	«Данилов – Туфаново» («Дани- ловская-1»)	110	АС-120	27,2
28.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,83
29.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,83
30.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
31.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
32.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	21,57
33.	«Лютото – Нерехта-1» («Нерехта-1»)	110	АС-120	28,78
34.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,08
35.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,08
36.	«Неро – Беклемишево с отпай-	110	АС-120	51,14

1	2	3	4	5
	кой на ПС Петровск» («Петровская-2»)			
37.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	24,5
38.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	43,89
39.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
40.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
41.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,9
42.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,29
43.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
44.	«ПГУ – ТЭС-Тутаев № 1»	110	АПВП2г	0,45
45.	«ПГУ – ТЭС-Тутаев № 2»	110	АПВП2г	0,45
46.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	6,52
47.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	6,52
48.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль – Главный» («Тяговая»)	110	АС-400, АС-150	8,46
49.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
50.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45
51.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
52.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
53.	«Правдино»	110	АС-185	31,64
54.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
55.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
56.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
57.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
58.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
59.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,24
60.	«Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками I цепь» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	17,66
61.	«Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками II цепь» («Щербаковская-2»)	110	АС-185, АС-150	17,66
62.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,23
63.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,23
64.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
65.	«Тверицкая – Путятино» («Путятинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
66.	«Тверицкая – Уткино» («Уткинская»)	110	АС-240, АС-120	29,67
67.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	110	АС-150	9,49
68.	«Трубеж – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	47,79

1	2	3	4	5
69.	«Трубеж – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
70.	«Трубеж – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	87,49
71.	«Тутаев – Восточная с отпайками I цепь» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	27,92
72.	«Тутаев – Восточная с отпайками II цепь» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	27,92
73.	«ТЭЦ-1 – Роща» («158»)	110	АС-185	1,8
74.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
75.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
76.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на ПС Полиграф» («Окружная»)	110	АС-240, АС-185, АС-150	9,22
77.	«ТЭЦ-2 – Роща» («156»)	110	АС-185	0,63
78.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,37
79.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,36
80.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая с отпайками I цепь» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	21,27
81.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая с отпайками II цепь» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	21,27
82.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками I цепь» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	31,59
83.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками II цепь» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	31,59
84.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	16,86
85.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	9,09
86.	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекопская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
87.	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	16,21
88.	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Ярославская 1»)	110	2 x АС-150, АС-300	5,9
89.	«ТЭЦ-3 – Ярцево с отпайками II цепь» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	14,99
90.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
91.	«Уткино – Туфаново» («Туфановская»)	110	АС-120	25,11
92.	«Халдеево – Буй» (в границах области)	110	АС-120	14,84
93.	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	18,14
94.	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	55,09
95.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	10,53

1	2	3	4	5
96.	«Ярославская – Ярцево с отпайками I цепь» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	27,64
97.	«Ярославская – Ярцево с отпайками II цепь» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	27,64
98.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,92
99.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2»)	110	АС-150, АС-120	34,86
100.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	5,9

Таблица 15

ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»			
1.	«Аббакумцево»	110	2 × 10
2.	«Алтыново»	110	2 × 6,3
3.	«Борисоглеб»	110	16 + 10
4.	«Брагино»	110	2 × 40
5.	«Васильково»	110	2 × 10
6.	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
7.	«Веретье»	110	2 × 25
8.	«Волга»	110	5,6 + 6,3
9.	«Волжская»	110	2 × 40
10.	«Восточная»	110	2 × 25
11.	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
12.	«Газовая»	110	2 × 63
13.	«Глебово»	110	10
14.	«Депо»	110	3 × 16
15.	«Дружба»	110	2 × 16
16.	«Залесье»	110	2 × 10
17.	«Западная»	110	2 × 63
18.	«Институтская»	110	2 × 40
19.	«Киноплёнка»	110	16 + 10
20.	«Климатино»	110	2 × 6,3
21.	«Константиново»	110	15 + 16
22.	«Которосль»	110	2 × 25
23.	«Крюково»	110	6,3
24.	«Левобережная»	110	2 × 16
25.	«Лом»	110	2 × 10
26.	«Луговая»	110	2 × 6,3

1	2	3	4
27.	«Некоуз»	110	2 × 6,3
28.	«Нила»	110	16 + 16
29.	«Новоселки»	110	2 × 40
30.	«НПЗ»	110	2 × 25
31.	«Оптика»	110	2 × 10
32.	«Орион»	110	2 × 40
33.	«Павловская»	110	20 + 25
34.	«Палкино»	110	2 × 25
35.	«ПГУ – ТЭС »	110	2 × 40
36.	«Перевал»	110	2 × 16
37.	«Перекоп»	110	2 × 25
38.	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)
39.	«Пищалкино»	110	2 × 7,5
40.	«Плоски»	110	2 × 2,5
41.	«Покров»	110	2,5
42.	«Полиграф»	110	2 × 40
43.	«Полиграфмаш»	110	2 × 16
44.	«Пречистое»	110	2 × 10
45.	«Продуктопровод»	110	2 × 6,3
46.	«Ростов»	110	20 + 25
47.	«Северная»	110	2 × 63
48.	«Селехово»	110	2 × 6,3
49.	«Судоверфь»	110	2 × 10
50.	«Техникум»	110	2 × 6,3
51.	«Тишино»	110	2 × 25
52.	«Тормозная»	110	25 + 16
53.	«ТРК»	110	2 × 16
54.	«Туфаново»	110	2 × 2,5
55.	«Углич»	110	2 × 25
56.	«Устье»	110	2 × 10
57.	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
58.	«Чайка»	110	2 × 25
59.	«Шестихино»	110	2 × 10
60.	«Шурскол»	110	2 × 10
61.	«Южная» (РПО)	110	2 × 25
62.	«Южная» (ЯПО)	110	2 × 40
63.	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
64.	«Ярцево»	110	2 × 25
ПС 110 кВ ОАО «РЖД»			
65.	«Беклемишево»	110	2 × 25
66.	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
67.	«Коромыслово»	110	2 × 25
68.	«Любим»	110	2 × 20

1	2	3	4
69.	«Лютово»	110	2 × 25
70.	«Петровск»	110	2 × 25
71.	«Путятино»	110	10 + 25
72.	«Скалино»	110	2 × 40
73.	«Уткино»	110	15 + 20
74.	«Шушково»	110	2 × 25
75.	«Ярославль – Главный»	110	2 × 40
ПС 110 кВ ОАО «ЯГК»			
76.	«Роша»	110	2 × 32
77.	«Толга»	110	16 + 25
ПС 110 кВ ОАО «Славнефть-ЯНОС»			
78.	«ГПП-1»	110	2 × 40
79.	«ГПП-4»	110	2 × 40
80.	«ГПП-9»	110	2 × 40
ПС 110 кВ сторонних организаций			
81.	«Луч»	110	2 × 25
82.	«Марс»	110	2 × 16
83.	«Нептун»	110	2 × 16
84.	«Правдино»	110	2 × 25
85.	«Радуга»	110	2 × 40
86.	«Свободный Труд»	110	2 × 10
87.	«Тенино»	110	2 × 10

Таблица 16

Данные по вводу в эксплуатацию новых объектов и реконструкции существующих

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Протяженность, км (количество)
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 35 кВ «Ватолино»	2010	2,5/4	1
2.	ПС 35 кВ «Туношна»	2010	4/2,5	1
3.	ПС 35 кВ «Некрасово»	2010	2 × 10/2 × 16	2
4.	ПС 220 кВ «Неро»	2011	63/63	1
5.	ПС 110 кВ «Депо»	2011	0/16	1
6.	ПС 110 кВ «Константиново»	2011	20/15	1
7.	ПС 110 кВ «Беклемишево»	2011	20/25	1
8.	ПС 35 кВ «Ананьино»	2011	2 × 1,6/2 × 2,5	2

1	2	3	4	5
9.	ПС 35 кВ «Ширинье»	2011	2,5/4	1
10.	ПС 35 кВ «Тутаев»	2011	2 × 6,3/2 × 10	2
11.	ПС 35 кВ «Волна»	2011	2,5/4	1
12.	ПС 110 кВ «Нила»	2012	6,3/16	1
13.	ПС 110 кВ «Тормозная»	2012	16/25	1
14.	ПС 35 кВ «Песочное»	2012	1,8/4	1
15.	ПС 110 кВ «Киноплёнка»	2013	6,3/16	1
16.	ПС 110 кВ «Нила»	2013	6,3/16	1
17.	ПС 35 кВ «Сараево»	2013	1/2,5	1
18.	ПС 220 кВ «Сатурн»	2013	40/40	1
19.	ПС 35 кВ «Глебово»	2014	2,5/6,3	1
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
IV. Ввод выключателей				
1.	ЭГВ 220 кВ Рыбинская ГЭС	2011		1
2.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Пошехонье»)	2011		9
3.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Полиграф»)	2011		2
4.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Климатинно»)	2011		2
5.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2012		1
6.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Павловская»)	2012		3
7.	ЭГВ 220 кВ (Рыбинская ГЭС)	2013		2
8.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2013		1
9.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Ярославская»)	2013		3
10.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ Новоселки)	2013		1
11.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2013		1
12.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тутаев»)	2013		2
13.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Халдеево»)	2013		2
14.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Дружба»)	2013		1
15.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Луговая»)	2013		2
16.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Борисоглеб»)	2013		2
17.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Тишино»)	2013		2

1	2	3	4	5
18.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Халдеево»)	2014		1
19.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Венера»)	2014		1
20.	ЭГВ 110 кВ (ТЭЦ-3)	2014		1
21.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Юрьевская Слобода»)	2014		2
22.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Техникум»)	2014		3
23.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Аббакумцево»)	2014		2
24.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Туфаново»)	2014		3
25.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Институтская»)	2014		1

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 17 и 18.

Таблица 17

Данные о вводе в эксплуатацию генерирующих мощностей

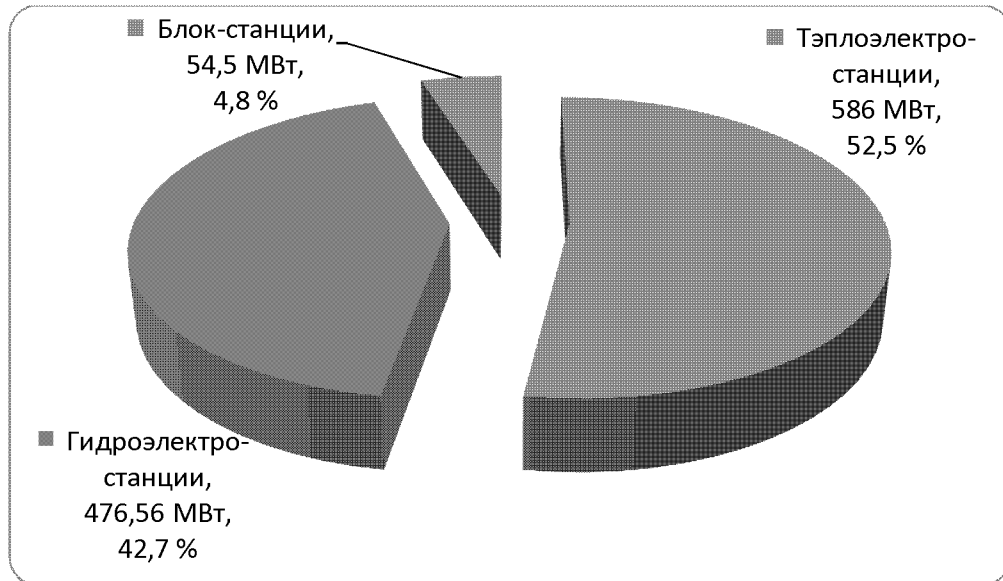
№ п/п	Наименование генерирующего источника	Ввод генерирующей мощности, МВт	Год ввода
1.	Угличская ГЭС	65	2011
2.	Рыбинская ГЭС	65	2014

Таблица 18

Структура установленной мощности генерирующих объектов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
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	
3.	Блок-станции – всего	54,5	4,8
3.1.	ОАО «Ярославский технический углерод»	24	
3.2.	ОАО «НПО «Сатурн»	30,5	
	Всего	1117,06	100

Структура установленной мощности генерирующих объектов



8. Состав оборудования электростанций

Таблица 19

Состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Объект генерации	Станционный номер	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
1	2	3	4
ОАО «ТГК-2»			
Ярославская ТЭЦ-1			81
	3	ПТ-25-90/10М	25
	4	ПТ-25-90/10М	25
	6	Р-6-90/31	6
	7	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	25
Ярославская ТЭЦ-2			245
	2	ПР-20-90/1,2	20
	4	Т-50-130	50
	5	ПТ-60-130/13	60
	6	ТП-115/125-130-1ТП	115
Ярославская ТЭЦ-3			260
	1	ПТ-65/75-130/13	65
	2	ПТ-65/75-130/13	65
	4	ПТ-65/75-130/13	65
	5	ПТ-65/75-130/13	65
ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»			
Рыбинская ГЭС			356,4

1	2	3	4
	1	К-91-ВБ-900	55
	2	ПЛ20-В-900	65
	3	91-ВБ-900	55
	4	ПЛ-20/811-В-900	63,2
	5	К-91-ВБ-900	55
	6	ПЛ-20/811-В-900	63,2
Угличская ГЭС			120
	1	К-91-ВБ-900	55
	2	поворотно-лопастная вертикальная турбина типа Каплан	65
Хоробровская ГЭС			0,16
	1	ОВ16-110МБК	0,08
	2	ОВ16-110МБК	0,08
ОАО «НПО Сатурн»			
ТЭЦ			16
	1	Р-6-35/10М-1	6
	2	АП-6	6
	3	АР-4-6	4
ГТЭС-12			12
	1	ГТД-6РМ	6
	2	ГТД-6РМ	6
ГТУ			2,5
	1	ТК-2,5-2РУХЛЗ	2,5
ОАО «Ярославский технический углерод»			
ТЭЦ			24
	1	ЕК49/8/14,5	12
	2	ЕК49/8/14,5	12

9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций
и видам собственности

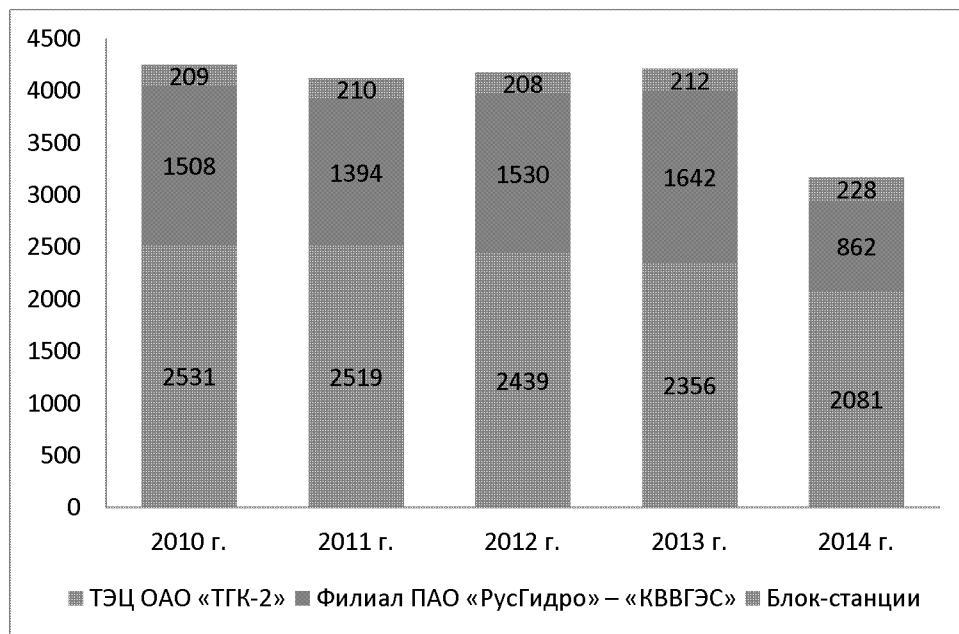
Таблица 20

№ п/п	Наименование объекта	Единица измерения	Выработка электроэнергии, млн. кВт×ч				
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
	Всего по энергосистеме в том числе:	млн. кВт×ч	4248	4123	4177	4210	3171
1.	ТЭЦ ОАО «ТГК-2» – всего в том числе:	млн. кВт×ч	2531	2519	2439	2356	2081
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	млн. кВт×ч	385	384	329	297	270
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	млн. кВт×ч	995	981	992	972	817
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	млн. кВт×ч	1151	1154	1118	1087	994
2.	Филиал ПАО «РусГидро» – «КВВГЭС» – всего	млн. кВт×ч	1508	1394	1530	1642	862

1	2	3	4	5	6	7	8
	в том числе:						
2.1.	Рыбинская ГЭС	млн. кВт×ч	1286	1123	1170	1336	731
2.2.	Угличская ГЭС	млн. кВт×ч	222	271	360	306	131
3.	Блок-станции – всего в том числе:	млн. кВт×ч	209	210	208	212	228
3.1.	ОАО «НПО «Сатурн»	млн. кВт×ч	209	210	208	212	228
3.2.	ОАО «Ярославский техни- ческий углерод»	млн. кВт×ч					

Диаграмма 4

Структура выработки электроэнергии за отчетный период 2010 – 2014 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 ПАО «ФСК ЕЭС» от поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности. Снижение собственной выработки в 2014 г. до 40 процентов энергопотребления произошло, в основном, из-за аномального снижения количества воды в реках Волжского бассейна.

Таблица 21

Баланс мощности энергосистемы Ярославской области за 2010 – 2014 годы

Наименование показателя	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Максимум нагрузки	МВт	1416	1393	1479	1373	1430
Генерация ТЭС	МВт	463	430	511	497	489
Генерация ГЭС	МВт	232	225	253	256	369
Сальдопереток	МВт	720	710	715	620	572

Диаграмма 5

Динамика изменения максимума нагрузки и генерации за отчетный период 2010 – 2014 годов, МВт

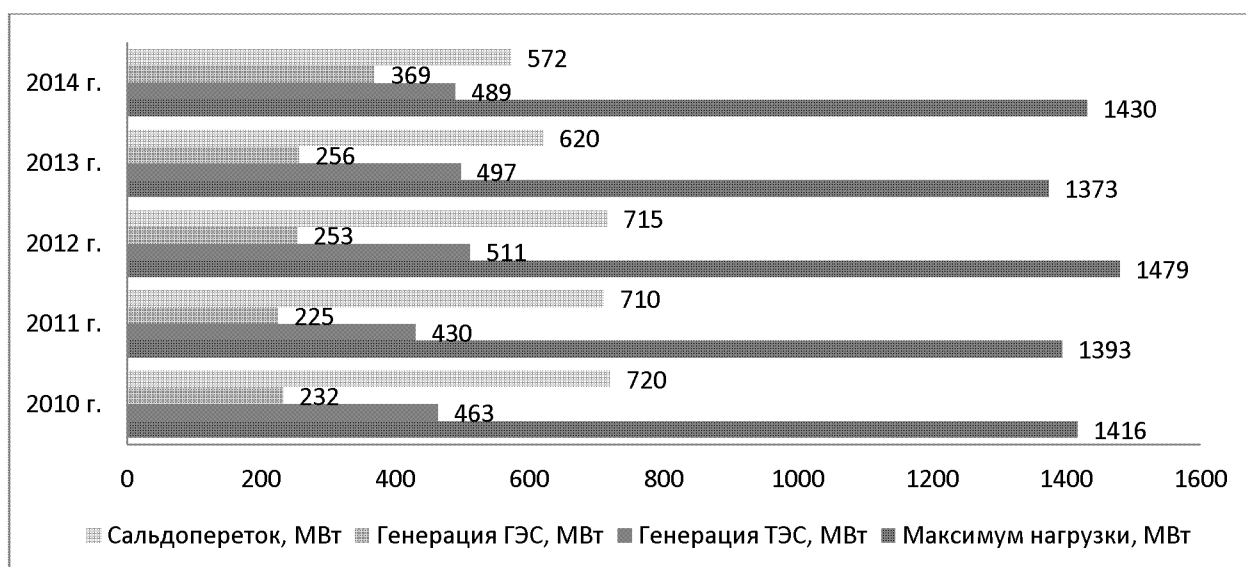


Таблица 22

Баланс электроэнергии энергосистемы Ярославской области за 2010 – 2014 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Фактическое значение				
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Потребление электроэнергии	млн. кВт×ч	8133	8185	8279	8173	7972
2.	Выработка электроэнергии – всего	млн. кВт×ч	4248	4123	4177	4210	3171

1	2	3	4	5	6	7	8
	в том числе:						
2.1.	ТЭЦ (вместе с блоками)	млн. кВт×ч	2740	2729	2647	2568	2309
2.2.	ГЭС	млн. кВт×ч	1508	1394	1530	1642	862
3.	Сальдопереток	млн. кВт×ч	3885	4062	4102	3963	4801

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

11. Основные характеристики системообразующей сети

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 энергосистемы, служат для покрытия дефицита мощности энергосистемы Ярославской области, связывают все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На данном напряжении осуществляется связь энергосистемы Ярославской области с другими энергосистемами: Костромской области (ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», «Мотордеталь – Тверицкая»), Московской области (2 ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря»), Владимирской области (ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеш»), Вологодской области (ВЛ 220 кВ «Белозёрская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Пошехонье – Вологда», «Пошехонье – Ростилово»), Ивановской области (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 ЛЭП 220 кВ – 1262,7 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 данном напряжении также осуществляется связь энергосистемы Ярославской области 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 ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС.

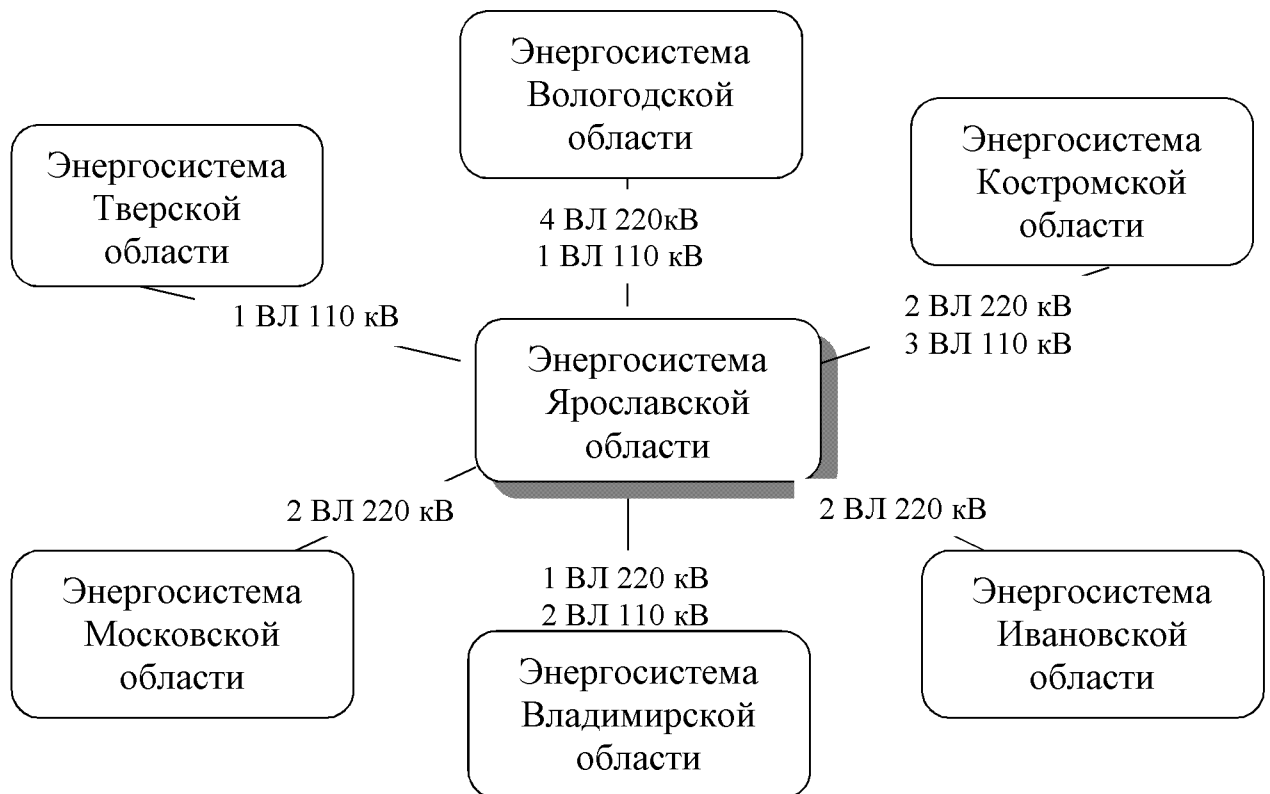
В энергосистеме Ярославской области находится в эксплуатации 87 ПС 110 кВ установленной мощностью 3850,4 МВА, 138 ПС 35 кВ, 1030,1 МВА.

Протяженность ЛЭП: 110 кВ – 1924,54 км, 35 кВ – 2415,44 км.

12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области

Рисунок 1

Схема внешних электрических связей Ярославской области



Внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области представлены следующим образом:

- с энергосистемой Костромской области:

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 энергосистемой Ивановской области 220 кВ:

КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро-1»;

КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро-2»;

- с энергосистемой Владимирской области:

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

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

- с энергосистемой Московской области 220 кВ:
ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря Западная»;
ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря Восточная»;
- с энергосистемой Тверской области 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Пищалкино – Бежецк»;
- с энергосистемой Вологодской области:
220 кВ: ВЛ 220 кВ «Белозёрская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», 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 ЛЭП;
- 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.

Энергосистема Ярославской области 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 энергосистемы Ярославской области в значительной степени зависит от работы ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская» и «Мотордеталь – Тверицкая».

Наиболее загруженные ВЛ 110 кВ «Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками» («Щербаковская-1, 2»), «Нерехта – Ярцево» («Нерехта-1, 2» и «Ярцево – Лютово»). 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.

Значительная доля ВЛ 110 кВ (58 процентов) 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 имеет срок эксплуатации свыше 40 лет, 58 процентов АТ 220 кВ имеет срок эксплуатации более 25 лет.

В сети 110 кВ 60 процентов трансформаторов 110 кВ имеет срок эксплуатации более 25 лет.

Анализ результатов замера максимума нагрузки за 2013 – 2015 годы показал, что отдельные ПС имеют ограниченную возможность технологического присоединения в связи с перегрузкой свыше 105 процентов, которая возникает у одного из трансформаторов при отключении второго.

Перечень центров питания с ограничениями технологического присоединения дополнительной мощности приведен в таблице 23 (без учета действующих договоров на технологическое присоединение потребителей)

Таблица 23

ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», имеющие ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Мощность перегружаемого трансформатора	Текущий дефицит, МВА
1.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	10 + 10	-2,6
2.	ПС 110 кВ «Киноплёнка»	10	-1,1
3.	ПС 110 кВ «Переславль»	25 + 25	-4,3
4.	ПС 110 кВ «Ростов»	20	-2,05
5.	ПС 110 кВ «Техникум»	6,3 + 6,3	-3,42
6.	ПС 35 кВ «Ватолино»	4 +4	-0,77
7.	ПС 35 кВ «Глебово»	2,5	-1,71
8.	ПС 35 кВ «Заволжская»	10 + 10	-3,4
9.	ПС 35 кВ «Кулаково»	2,5 + 2,5	-0,57
10.	ПС 35 кВ «Моделово»	6,3 + 6,3	-1,4
11.	ПС 35 кВ «Прибрежная»	10 +10	-1,19

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 следующих:

- реконструкция существующих ПС 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам;
- расширение и реконструкция существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострансформаторных 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.

Кроме того, в регионе около 0,38 процента электрических сетей 0,4 – 10 кВ от общего количества является безхозными.

В результате проведенных комплексных проверок ТСО 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 655 СЗО, 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. Указанные 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 Российской Федерации, 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 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:

- строительство новых линий ВЛ 220 кВ протяженностью 81 км, в том числе в сфере, относящейся к территориальным распределительным сетям:

строительство новых ПС (четыре ПС с суммарной установленной мощностью трансформаторов 122 МВА), проведение модернизации и реконструкции действующих ПС 110 кВ и ниже с суммарным приростом установленной мощности 97,5 МВА;

строительство ЛЭП напряжением 35 – 110 кВ общей протяженностью 39,85 км и реконструкция ЛЭП напряжением 35 – 110 кВ общей протяженностью 66,96 км;

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

реконструкция Рыбинской ГЭС с заменой гидроагрегатов 55 МВт гидроагрегатами 65 МВт с увеличением к 2020 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 общей мощностью 100 МВт (средней когенерации) в целях развития когенерационной энергетики.

2. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области на 2016 – 2020 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 24.

Таблица 24

Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области

Наименование показателя	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность							
Электропотребление, млн. кВт×ч	7972	8122	8130	8171	8179	8187	8228
годовой темп прироста, процентов		1,88	0,10	0,50	0,10	0,10	0,50
Максимальная мощность, МВт	1430	1406	1410	1413	1413	1420	1426
годовой темп прироста, процентов		-1,68	0,28	0,21	0,00	0,50	0,42
Умеренно-оптимистичный вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность							
Электропотребление, млн. кВт×ч	7972	8122	8232	8307	8349	8390	8453
годовой темп прироста,		1,88	1,35	0,91	0,51	0,49	0,75

1	2	3	4	5	6	7	8
процентов							
Максимальная мощность, МВт	1430	1406	1463	1480	1487	1494	1501
годовой темп прироста, процентов		-1,68	4,05	1,16	0,47	0,47	0,47

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.

3. Детализация электропотребления по отдельным частям энергосистемы Ярославской области

Таблица 25

Прогноз потребления мощности с разбивкой по основным энергорайонам Ярославской области

Наименование энергорайона	Единица измерения	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Базовый вариант прогноза потребления мощности								
Ярославский энергорайон	МВт	887	875	888	886	890	896	901
	процентов	62	62,2	63	62,7	63	63,1	63,2
Рыбинский энергорайон	МВт	300	292	282	281	277	271	268
	процентов	21	20,8	20	19,9	19,6	19,1	18,8
Ростовский энергорайон	МВт	243	239	240	246	246	253	257
	процентов	17	17	17	17,4	17,4	17,8	18
Всего по энергосистеме	МВт	1430	1406	1410	1413	1413	1420	1426
Умеренно-оптимистичный вариант прогноза потребления мощности								
Ярославский энергорайон	МВт	887	875	922	928	937	943	949
	процентов	62	62,2	63	62,7	63	63,1	63,2
Рыбинский энергорайон	МВт	300	292	293	295	291	285	282
	процентов	21	20,8	20	19,9	19,6	19,1	18,8
Ростовский энергорайон	МВт	243	239	249	258	259	266	270
	процентов	17	17	17	17,4	17,4	17,8	18
Всего по энергосистеме	МВт	1430	1406	1463	1480	1487	1494	1501

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

Таблица 26

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

Генерирующий источник		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, 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

Реконструкция Рыбинской ГЭС будет выполняться в восемь этапов и предусматривает:

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

- замену существующих групп 1Г (выполнено в 2014 году) и 2Г 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 3Г и 4Г 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 2020 году по отношению к 2015 году составит 20 МВт.

В таблице 27 приведены данные по намечаемому вводу генерирующих мощностей по Ярославской области на период до 2020 года в соответствии с СиПР ЕЭС России.

Таблица 27

**Перечень мероприятий по вводу новых объектов генерации
электроэнергии в Ярославской области в 2015 – 2020 годах
согласно СиПР ЕЭС России**

Генерирующий источник	Тип установки	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
ПГУ 450 МВт на территории Тенинской котельной	ПГУ-450			450				502
ПГУ – ТЭС – 52 МВт в г. Тутаеве	ПГУ-52	52						

Таблица 28

Сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования

Наименование мероприятия	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	52		460		10		522
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования	52		460		10		522

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2015 – 2020 годов составит 522 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

Таблица 29

**Перечень мероприятий по вводу в эксплуатацию новых объектов генерации
в Ярославской области в период 2015 – 2020 годов с учётом объектов
средней когенерации и ПГУ-230 МВт**

№ п/п	Генерирующий источник	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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					24		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	в г. Переславле-Залесском**							
5.	ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске***			230				
	Всего	52	0	680	0	24	24	780

* 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 шины 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 0,4 км. Выдача мощности будет осуществляться на шины 110 кВ ПС 110 кВ «Переславль».

*** 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 тепловых мощностей в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье и пос. Волжском) (далее – Соглашение). 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 настоящее время выполнены проектная работа по разработке схемы выдачи мощности, согласно которой подключение ПГУ рекомендуется выполнить в расщелку ВЛ 110 кВ «Венера – Восточная с отпайками (I и II цепь)», и сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ «Венера – Шестихино с отпайками (I и II цепь)».

Таблица 30

**Сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования
с учётом объектов средней когенерации**

Наименование мероприятия	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	52		690		34	24	800
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования	52		690		34	24	800

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2015 – 2020 годов составит 800 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

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

Таблица 31

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ярославской области на период 2015 – 2020 годов, разработанный по прогнозным данным системного оператора (согласно СиПР ЕЭС России)

Энергосистема Ярославской области	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	2	3	4	5	6	7
Базовый вариант прогнозного баланса производства и потребления электрической энергии и мощности						
Потребность (электропотребление), млн. кВт×ч	8122	8130	8171	8179	8187	8228
Сальдопереток	4847	4467	4594	2779	2833	2858
Покрытие (производство электроэнергии)	3275	3663	3577	5400	5354	5370
в том числе:						
АЭС						
ГЭС	1056	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2219	2477	2391	4214	4168	4184
Потребность (собственный максимум), МВт	1406	1410	1413	1413	1420	1426
Покрытие (установленная мощность)	1169,1	1169,1	1629,1	1629,1	1639,1	1639,1
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6	496,6
ТЭС	692,5	692,5	1142,5	1142,5	1142,5	1142,5
Умеренно-оптимистичный вариант прогнозного баланса производства и потребления электрической энергии и мощности						
Потребность (электропотребление), млн. кВт×ч	8122	8232	8307	8349	8390	8453
Сальдопереток	4847	4513	4665	2590	2675	2625
Покрытие (производство электроэнергии)	3275	3719	3642	5759	5715	5828
в том числе:						
АЭС						
ГЭС	1056	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2219	2533	2456	4573	4530	4643
Потребность (собственный максимум), МВт	1406	1463	1480	1487	1494	1501
Покрытие (установленная мощность)	1169,1	1169,1	1629,1	1629,1	1639,1	1639,1
в том числе:						
АЭС						

1	2	3	4	5	6	7
ГЭС	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6	496,6
ТЭС	692,5	692,5	1142,5	1142,5	1142,5	1142,5

Таблица 32

**Прогнозный баланс электроэнергии и мощности с учётом ввода объектов
когенерации и ПГУ-230 МВт**

Энергосистема Ярославской области	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Базовый вариант прогнозного баланса электроэнергии и мощности						
Потребность (электро- потребление), млн. кВт×ч	8122	8130	8171	8179	8187	8228
Сальдопереток	4847	4467	4594	1399	1453	1334
Покрытие (производство электроэнергии)	3275	3663	3577	6780	6734	6894
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1056	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2219	2477	2391	5594	5548	5708
Потребность (собственный максимум), МВт	1406	1410	1413	1413	1420	1426
Покрытие (установленная мощность)	1169,1	1169,1	1859,1	1859,1	1893,1	1917,1
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6	496,6
ТЭС	692,5	692,5	1372,5	1372,5	1396,5	1420,5
Умеренно-оптимистичный вариант прогнозного баланса электроэнергии и мощности						
Потребность (электро- потребление), млн. кВт×ч	8122	8232	8307	8349	8390	8453
Сальдопереток	4847	4513	4665	1210	1294	1100
Покрытие (производство электроэнергии)	3275	3719	3642	7139	7096	7353
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1056	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	2219	2533	2456	5953	5910	6167
Потребность (собственный максимум), МВт	1406	1463	1480	1487	1494	1501
Покрытие (установленная мощность)	1169,1	1169,1	1859,1	1859,1	1893,1	1917,1
в том числе:						
АЭС	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,6	476,6	486,6	486,6	496,6	496,6
ТЭС	692,5	692,5	1372,5	1372,5	1396,5	1420,5

6. Развитие электросетевого комплекса Ярославской области

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 энергосистему Ярославской области;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы;
- проработку схемы обеспечения перспективных инвестиционных площадок Ярославской области электрической и тепловой энергией.

Таблица 33

Перечень основных мероприятий по строительству новых, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2015 – 2020 годах

№ 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 ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС							
	Реконструкция ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев», ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тверицкая». Заходы на Ярославскую ТЭС (ПГУ – 450 МВт)		2 × 11,3 2 × 29,2	2015	2017	1494,38	выдача мощности ПГУ – 450 МВт
2. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
2.1.	Строительство ПС 110 кВ «Некрасово» взамен ПС 35 кВ	2 × 16		2015	2019	264,04	программа ликвидации узких мест филиала ПАО «МРСК Центра» –

1	2	3	4	5	6	7	8
	«Некрасово» с заменой трансформаторов 2 × 16МВА 35 кВ на 2 × 16МВА 110 кВ						«Ярэнерго» (ограничение технологического присоединения, снижение напряжения ниже минимально допустимого уровня)
2.2.	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волга		18,8	2015	2019	288,8	программа ликвидации узких мест филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» (ограничение технологического присоединения, снижение напряжения ниже минимально допустимого уровня)
2.3.	Строительство ПС 110 кВ «Прибрежная» взамен ПС 35 кВ «Прибрежная» с заменой трансформаторов 10 МВА 35 кВ на 16 МВА 110 кВ	2 × 16		2018	2020	166,87	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.4.	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ «Алтыново-1, 2» до ПС 35 кВ «Прибрежная»		7,5	2018	2020	91,49	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.5.	Строительство ПС 35 кВ «Фабричная» с установкой трансформаторов 2 × 4 МВА	2 × 4		2015	2017	139,8	техническое состояние (решение штаба по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве Ярославской области от 02.09.2010)
2.6.	Строительство заходов ВЛ 35 кВ к ПС 35 кВ «Фабричная»		0,05	2015	2017	2,86	техническое состояние (решение штаба по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве Ярославской области от 02.09.2010)
2.7.	Строительство двухцепной (сдвоенной) ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Урожай» общей протяженностью 5,5 км, сечением 95 кв. мм с установкой дополнительных ячеек в РУ – 35 кВ		5,5	2015	2017	20,4	технологическое присоединение (договор ТП от 17.11.2014 № 40817838/ТП-14 ОАО «Аэропорт Туношна»)

1	2	3	4	5	6	7	8
3. ОАО «РЖД»							
	Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» и отпаяк от ВЛ 110 кВ Ростовская-1 и ВЛ 110 кВ «Тишинская»	2 × 25	8	2016	2018	540,48	увеличение пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов
	Итого по новому строительству					3076,31	
II. Техническое перевооружение и реконструкция							
1. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС							
1.1.	Замена или изменение коэффициента трансформации ТТ ПС 220 кВ «Венера», ПС 220 кВ «Сатурн», присоединений ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн», «Сатурн – Венера», «Рыбинская ГЭС – Венера»			2015	2016		повышение пропускной способности. Снятие ограничения выдачи мощности Рыбинской ГЭС
1.2.	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Ярославская», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП – 9 I и II цепь»			2016	2017		повышение надёжности (нарушение устойчивости генераторов ТЭЦ-3 при КЗ в прилегающей сети 110 кВ)
2. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
2.1.	Реконструкция ПС 110 «Ростов» с заменой трансформатора 20 МВА на 25 МВА	1 × 25		2016	2016	50,125	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.2.	Реконструкция ПС 110 кВ «Глебово» с установкой Т-2 10 МВА, реконструкцией ОРУ – 110 кВ (инвентарный номер 11 007 985), ОРУ – 35 кВ (инвентарный номер 11 007 986), КРУН 10 кВ (инвентарный номер 11 007 987) и строительной ячейки 110 кВ, 35 кВ, КРУН 10 кВ второй секции	1 × 10		2016	2016	170,15	повышение надёжности

1	2	3	4	5	6	7	8
	шин, здания ОПУ, РЗА и системы СОПТ						
2.3.	Реконструкция ПС 110 кВ «Техникум» (трансформатор 2 × 6,3 МВА с ПС 110 кВ «Техникум» перемещается на ПС 110 кВ «Васильково», а трансформатор 2 × 10 МВА с ПС 110 кВ «Васильково» перемещается на ПС 110 кВ «Техникум»)	2 × 10		2016	2016	27,52	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.4.	Реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформатора 2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА (с РПН) и установкой ячейки 35 кВ. Реконструкция ПС 110 кВ «Лютново» с установкой высоковольтной ячейки с вакуумным выключателем	2 × 6,3		2015	2017	99,73	технологическое присоединение (договор ТП от 17.11.2014 № 40817838/ТП-14 ОАО «Аэропорт Туношна»)
2.5.	Реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на 2 × 16 МВА	2 × 16		2016	2017	202,65	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.6.	Реконструкция ПС 35 кВ «Моделово» с заменой трансформаторов 2 × 6,3 МВА на 2 × 10 МВА	2 × 10		2017	2017	73,35	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.7.	Реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» (замена трансформатора 2,5 на 6,3 МВА; реконструкция РУ 35 кВ в 35-9)	1 × 6,3		2018	2018	62,42	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.8.	Реконструкция ПС 110 кВ «Кинопленка» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА	1 × 16		2018	2018	45,94	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.9.	Реконструкция ПС 35 кВ «Ватолино» с заменой трансформа-	2 × 6,3		2018	2018	15,55	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность

1	2	3	4	5	6	7	8
	торов 2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА						
2.10.	Реконструкция ПС 35 кВ «Кулаково» с заменой трансформаторов 2 × 2,5 на 2 × 4 МВА	2 × 4		2018	2018	10,75	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.11.	Реконструкция ПС 110 кВ «Аббакумцево» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на 2 × 16 МВА	2 × 16		2018	2018	125,27	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.12.	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 и переводом на 35/10 кВ			2016	2019	13,52	техническое состояние
2.13.	Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2 × 25 на 2 × 40 МВА	2 × 40		2019	2020	147,52	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность
2.14.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Моторная», «Инженерная» (с кабельными вставками)		6,92	2015	2017	57,8	техническое состояние
2.15.	Реконструкция второй цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»		10,4	2015	2018	32,48	программа ликвидации узких мест филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» (ограничение технологического присоединения, снижение напряжения ниже минимально допустимого уровня)
2.16.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-2» со строительством участка ВЛ 35 кВ до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (АС-70, 2,64 км) и реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны» с преобра-		2,64	2016	2018	14,88	ликвидация ограничения на присоединяемую мощность

1	2	3	4	5	6	7	8
	зованием его схемы в 35-4Н						
2.17.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Восточная-1, 2» (замена опор № 43, № 44, № 53) и замена провода		12,0	2015	2020	19,602	техническое состояние
2.18.	Реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на 2 × 10 МВА	2 × 10		2018	2018	97,94	техническое состояние
2.19.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль Главный», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Северная с отпайками»		35,0	2018	2020	289,33	техническое состояние
2.20.	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Ярославская», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП – 9 I и II цепь»			2016	2017		повышение надёжности (нарушение устойчивости генераторов ТЭЦ-3 при КЗ в прилегающей сети 110 кВ)
2.21.	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-2 – Роща» и ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-1 – Роща»			2016	2017		повышение надёжности (нарушение устойчивости генераторов ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, возможность отделения ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 от энергосистемы с погашением потребителей при КЗ в прилегающей сети 110 кВ)
3. ГУ ОАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону							
3.1.	Реконструкция ошиновки ЗРУ 110 кВ ТЭЦ-3			2015	2017		повышение пропускной способности в связи с вводом в работу ПГУ – ТЭС – 450 МВт (проект ОАО «НТЦ ЕЭС» «Реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская – Тутаев, ВЛ 220 кВ Ярославская – Тверицкая. Заходы на Ярославскую ТЭС»)
3.2.	Перевод устройств			2015	2017		повышение надёжности.

1	2	3	4	5	6	7	8
	РЗА ЛЭП и шин 110 кВ на ТТ с коэффициентом трансформации 1200/5 вместо 600/5 ТЭЦ-3						Возможен отказ срабатывания устройств РЗА ЛЭП и шин 110 кВ из-за увеличения погрешности существующих ТТ с коэффициентом трансформации 600/5 при протекании токов КЗ, что вызвано увеличением токов КЗ при развитии сети 110 кВ, прилегающей к Ярославской ТЭЦ-3
3.3.	Замена 14 ВВ 110 кВ ЗРУ 110 кВ ТЭЦ-3			2015	2017		несоответствие расчётным токам КЗ при вводе ПГУ – ТЭС – 450 МВт (проект ОАО «НТЦ ЕЭС» «Реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская – Тутаев, ВЛ 220 кВ Ярославская – Тверицкая. Заходы на Ярославскую ТЭС»)
3.4.	Установка на ВЛ 110 кВ «Перекопская» со стороны ТЭЦ-3 ШОН или ТН в одной фазе для выполнения АПВ с контролем синхронизма			2016	2016		повышение надёжности (при устойчивых КЗ на ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп» в случае отказа выключателя на ТЭЦ-3 возможна потеря выдачи мощности ТЭЦ-3 по стороне 110 кВ по причине отсутствия АПВ с контролем синхронизма со стороны ТЭЦ-3, что не позволяет выполнить АПВ данной ВЛ со стороны ПС 110 кВ «Перекоп» (ПС 110 кВ «Северная»))
3.5.	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Ярославская», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП – 9 I и II цепь»			2016	2017		повышение надёжности (нарушение устойчивости генераторов ТЭЦ-3 при КЗ в прилегающей сети 110 кВ)
3.6.	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-2 –			2016	2017		повышение надёжности (нарушение устойчиво-

1	2	3	4	5	6	7	8
	Роща» и ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-1 – Роща»						сти генераторов ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, возможность отделения ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 от энергосистемы с погашением потребителей при КЗ в прилегающей сети 110 кВ)
4. Филиал ПАО «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			2015	2016		повышение пропускной способности. Снятие ограничения выдачи мощности Рыбинской ГЭС
4.2.	Установка УРОВ 110 кВ на выключателях ВЛ 110 кВ «Щербаковская-1» и ВЛ 110 кВ «Щербаковская-2» Рыбинской ГЭС			2016	2018		необходимость обеспечения ближнего резервирования при КЗ с отказом выключателя линии (увеличение объема повреждений оборудования и возможность погашения потребителей ПС 110 кВ «Судоверфь» и ПС 110 кВ «Левобережная» при КЗ с отказом выключателя на ВЛ 110 кВ «Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками I цепь» или на ВЛ 110 кВ «Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками II цепь» на Рыбинской ГЭС в ремонтной схеме)
5. ОАО «Электросети ЯГК»							
	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-2 – Роща» и ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-1 – Роща»			2016	2017		повышение надёжности (нарушение устойчивости генераторов ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, возможность отделения ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 от энергосистемы с погашением потребителей при КЗ в прилегающей сети 110 кВ)
6. Северная железная дорога – филиал ОАО «РЖД»							
6.1.	Техническое перевооружение тяговой			2016	2017	143,98	повышение надежности электроснабжения, за-

1	2	3	4	5	6	7	8
	ПС 110 кВ «Любим», ОРУ – 110 кВ, КРУН – 10 кВ						мена отделителей с КЗ на выключатели
6.2.	Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Путятино», ОРУ – 110 кВ						повышение надежности электроснабжения, замена отделителей с КЗ на выключатели
6.3.	Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Уткино», ОРУ – 110 кВ						повышение надежности электроснабжения, замена отделителей с КЗ на выключатели
	Итого по техническому перевооружению и реконструкции					1700,51	
	Всего по основным мероприятиям					4776,82	

Ниже представлены обоснования по реконструкции электросетевых объектов энергосистемы Ярославской области.

6.1. Строительство ПС 110 кВ «Некрасово» взамен ПС 35 кВ «Некрасово» с заменой трансформаторов 2×16 МВА 35 кВ на 2×16 МВА 110 кВ и строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волга (подпункт 2.1, подпункт 2.2 пункта 2 раздела I таблицы 33)

Необходимость строительства вызвана:

- недопущением перерыва электроснабжения потребителей в связи с низким напряжением на ПС 35 кВ «Профилакторий», ПС 35 кВ «Некрасово» при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская», «Лютовская», «Туношенская», «Некрасовская»;

- ограничением на технологическое присоединение в Некрасовском МР, развитием санаторно-курортной инфраструктуры района.

Программой предусматривается:

- реконструкция ПС 35 кВ «Некрасово» с переводом на 110 кВ;

- замена силовых трансформаторов 2×16 МВА (35/10 кВ) на 2×16 МВА (110/10 кВ).

- строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово».

6.2. Строительство ПС 110 кВ «Прибрежная» взамен ПС 35 кВ «Прибрежная» с заменой трансформаторов 10 МВА 35 кВ на 16 МВА 110 кВ и строительство отпаек от ВЛ 110 кВ «Алтыново-1, 2» до ПС 35 кВ «Прибрежная» (подпункт 2.3, подпункт 2.4 пункта 2 раздела I таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка на 22.01.2015 – 11,19 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111,9 процента.

В случае замены трансформаторов на ПС 35 кВ «Прибрежная» на трансформаторы мощностью 16 МВА без перевода на 110 кВ и с учетом перспективного роста нагрузок в соответствии с заключенными договорами ТП потребуются замена трансформаторов ПС 110 кВ «Углич» 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА (перегрузка в послеаварийных режимах до 128 процентов). Также в перспективе существуют риски превышения допустимых токов по ВЛ 35 кВ «Ильинская» и ВЛ 35 кВ «Углич – УРМЗ», что повлечет за собой необходимость замены провода на указанных ВЛ. Вариант перевода ПС 35 кВ «Прибрежная» на 110 кВ позволяет решить все существующие и перспективные проблемы сети 35 кВ, отказаться от замены трансформаторов на ПС 110 кВ «Углич» и реконструкции ВЛ 35 кВ, имеет большую надежность и обеспечивает в дальнейшем возможность подключения новых потребителей с соответствующим ростом нагрузок в сети 10 и 35 кВ от ПС 110 кВ «Углич» без проведения дополнительной реконструкции.

6.3. Строительство ПС 35 кВ «Фабричная» с установкой трансформаторов 2 × 4 МВА. Строительство заходов ВЛ 35 кВ к ПС 35 кВ «Фабричная» (подпункт 2.5, подпункт 2.6 пункта 2 раздела I таблицы 33)

Необходимость строительства ПС 35 кВ «Фабричная» вызвана ростом потребления электрической энергии в поселке Красные Ткачи за счёт жилищного строительства, а также необходимостью повышения надежности электроснабжения ткацкой фабрики «Красные Ткачи».

Программой предусматриваются:

- строительство новой ПС 35 кВ «Фабричная» в поселке городского типа Красные Ткачи Ярославского МР Ярославской области с трансформаторами 2 × 4 МВА;

- строительство двухцепной ВЛ 35 кВ протяженность 0,05 км.

Действующая потребительская ПС 35 кВ «Красные Ткачи», обеспечивающая в настоящее время электроснабжение поселка и ткацкой фабрики, была построена в 1949 году, в 1959 году была проведена реконструкция питающей ВЛ 35 кВ «Ткачи» и заменены деревянные опоры на металлические и железобетонные опоры, медные провода на провода марки АС, в 1963 году к ПС была подведена вторая ВЛ 35 кВ «Дубки». Оборудование ПС за время эксплуатации физически изношено и подлежит демонтажу.

Объект включен в инвестиционную программу филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» по решению штаба по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве Ярославской области от 02.09.2010.

6.4. Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» (пункт 3 раздела I таблицы 33)

Необходимость строительства ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» вызвана необходимостью увеличения пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов.

В соответствии с ТУ предусматривается:

- строительство новой двухтрансформаторной тяговой ПС 110/10/6/3,3 кВ в районе пос. Козьмодемьянск. Установленная мощность трансформаторов составляет 2×25 МВА;

- строительство новой двухцепной отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной длиной 8000 метров от опор № 186 и № 187 ВЛ 110 кВ «Ростовская-1» и ВЛ 110 кВ «Тишинская» до линейного портала ОРУ 110 кВ вновь сооружаемой тяговой ПС 110/10/6/3,3 кВ.

6.5. Снятие ограничения выдачи мощности Рыбинской ГЭС по ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Венера», «Рыбинская ГЭС – Сатурн», «Сатурн – Венера», связанное с ограничением длительно допустимой токовой нагрузки ЛЭП ТТ на ПС 220 кВ «Венера», «Сатурн», Рыбинской ГЭС (подпункт 1.1 пункта 1, подпункт 4.1 пункта 4 раздела II таблицы 33)

Необходимость реконструкции обусловлена токовой перегрузкой ТТ на величину до 11 процентов при выводе в ремонт ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Венера» (ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн», ВЛ 220 кВ «Сатурн – Венера») в режиме летнего максимума нагрузки при потреблении энергосистемы Ярославской области 1040 МВт и генерации станций: Рыбинская ГЭС = 300 МВт, Угличская ГЭС = 30 МВт, ТЭЦ-1 = 25 МВт, ТЭЦ-2 = 60 МВт, ТЭЦ-3 = 90 МВт. В настоящее время при выводе в ремонт указанных ВЛ 220 кВ применяется ограничение на выдачу максимальной мощности Рыбинской ГЭС.

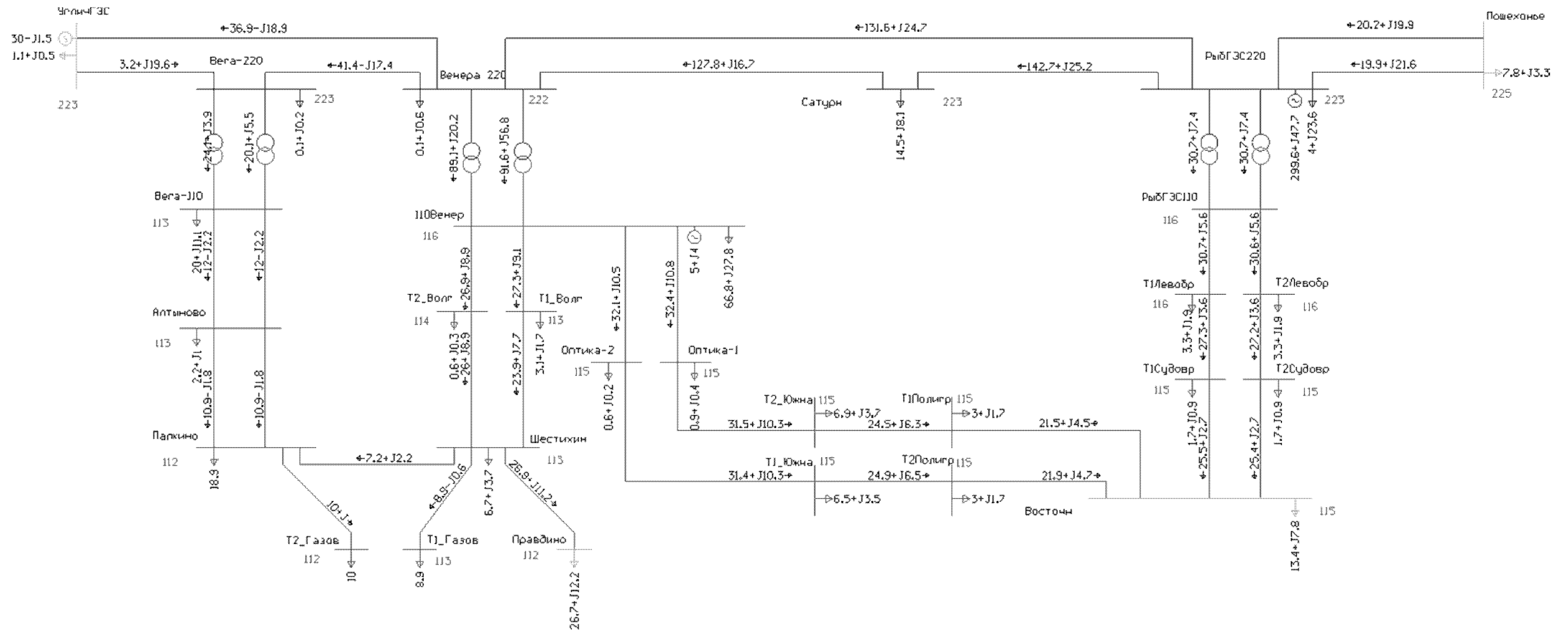
Выполнить перевод ТТ присоединений 220 кВ Рыбинской ГЭС на работу с более высоким коэффициентом трансформации.

На ПС 220 кВ «Сатурн», на ВЛ 220 кВ «Рыбинск – Сатурн» планируется замена ТТ по титулу «Реконструкция измерительных каналов ПС 35 – 750 кВ филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» в части ТТ, ТН и их вторичных цепей». Замена ТТ на ПС 220 кВ «Сатурн» на присоединении ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Сатурн» планируется в 2016 году. Мероприятия по замене ТТ или переводу на работу с более высоким коэффициентом трансформации на ПС 220 кВ «Венера» и ПС 220 кВ «Сатурн» на присоединениях ВЛ 220 кВ «Рыбинская ГЭС – Венера» и ВЛ 220 кВ «Сатурн – Венера» провести после определения источников финансирования и включения объемов работ в ин-

вестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» с внесением соответствующих изменений в Программу на последующий период.

Расчёты режимов приведены на рисунках 2 – 4.

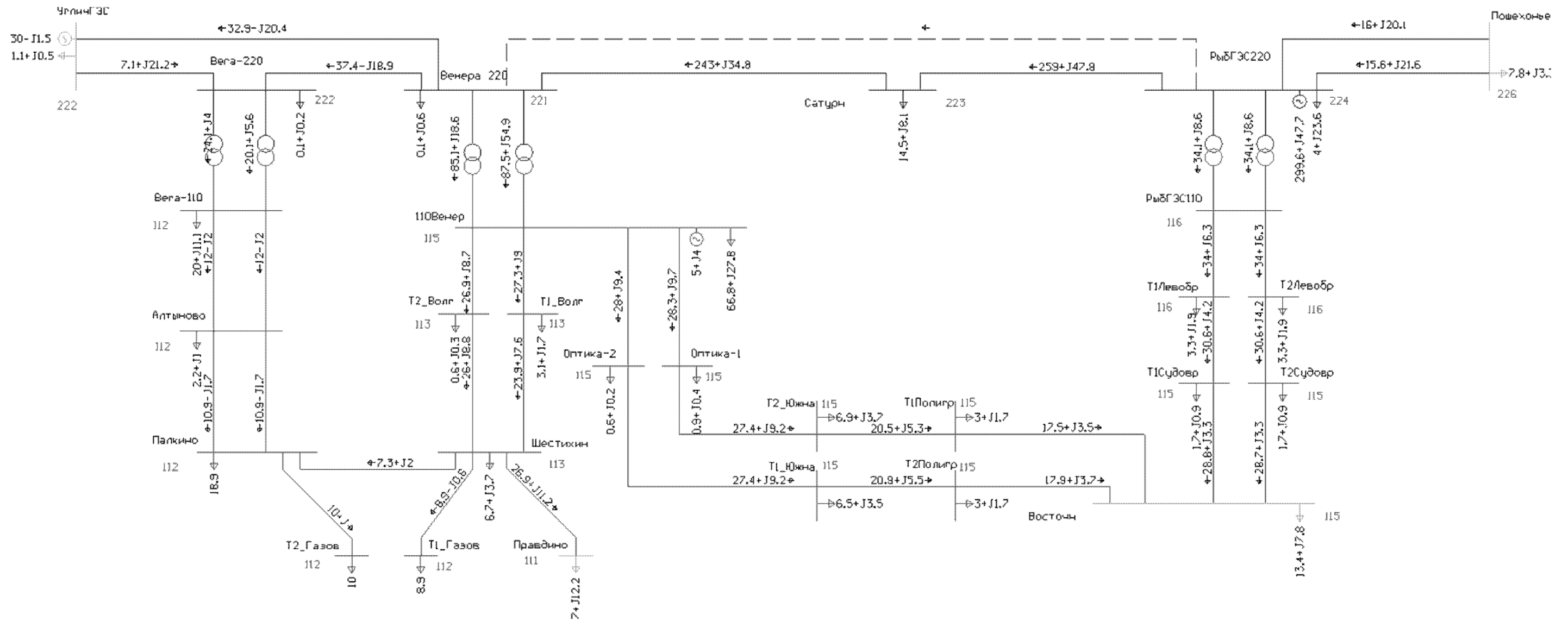
Нормальная схема Ярославской электросети (летний максимум 2015 г.)



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).

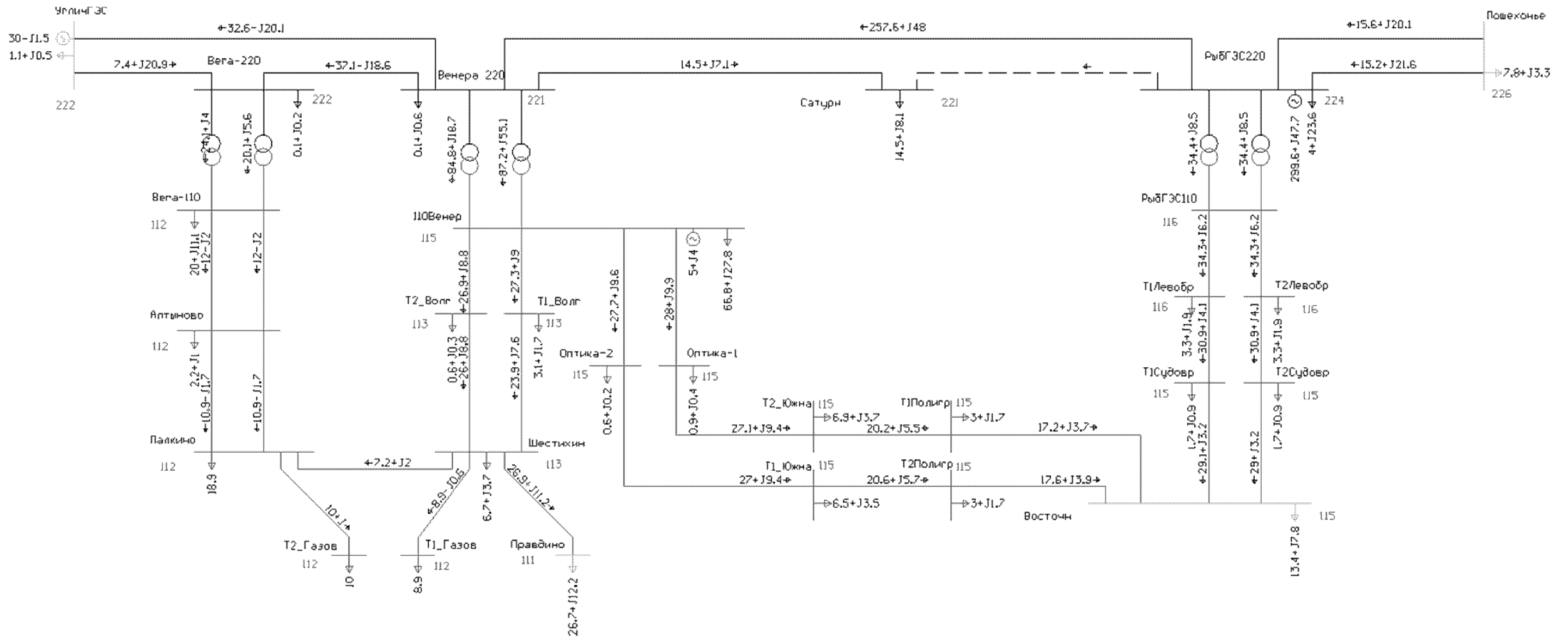
Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – Венера (летний максимум 2015 г.)



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).

Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – Сатурн (летний максимум 2015 г.)



Загрузка сетевых элементов:

- ВЛ 220 кВ Сатурн – Венера – 43 А (I доп. = 600 А);
- ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – Венера – 677 А (I доп. = 600 А).

6.6. Реконструкция ПС 110 кВ «Ростов» с заменой трансформатора Т-1 20 МВА на 25 МВА (подпункт 2.1 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ «Ростов» в зимний режимный день 28.01.2014 – 22,05 МВА. В послеаварийном режиме при отключении Т-2 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,3 процента.

Программой предусматривается замена трансформатора Т-1 20 МВА на трансформатор 25 МВА.

6.7. Реконструкция ПС 110 кВ «Глебово» с установкой второго трансформатора 10 МВА (подпункт 2.2 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Обуславливается невозможностью перевода питания Т-1 на другую питающую ВЛ-110 кВ без погашения потребителей (снижение надежности электроснабжения СЗО ПС 35 кВ «Тихменево», ПС 35 кВ «Николо – Корма», ПС 35 кВ «Заполье»).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ «Глебово» в зимний режимный день 17.12.2014 – 5,6 МВА.

На сегодняшний день для технологического присоединения к ПС 110 кВ «Глебово» заключено договоров общей мощностью 1,82 МВА.

С учётом перевода части нагрузки ПС на питание от сети 35 кВ дефицит мощности составит 4,1 МВт.

Программой предусматривается установка второго трансформатора 10 МВА.

6.8. Реконструкция ПС 110 кВ «Техникум» с заменой трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на 2×10 МВА (подпункт 2.3 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка ПС на 22.01.2015 – 9,72 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 154 процента.

Программой предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ «Техникум» с перемещением трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на 2×10 МВА.

6.9. Реконструкция ПС 110 кВ «Киноплёнка» с заменой трансформатора 10 МВА на 16 МВА (подпункт 2.8 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ «Киноплёнка» в зимний режимный день 17.12.2014 – 11,1 МВА. В послеаварийном режиме при отключении Т-1 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111 процентов.

6.10. Реконструкция ПС 110 кВ «Аббакумцево»
с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА
(подпункт 2.11 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка на 17.12.2014 – 12,6 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126 процентов.

6.11. Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2×25 на 2×40 МВА (подпункта 2.13 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка на 17.12.2014 – 29,3 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,2 процента.

6.12. Реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×10 МВА
(подпункт 2.18 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Трансформатор Т-1 в эксплуатации 48 лет (год выпуска – 1966). Имелись неоднократные нарушения в работе переключающего устройства с поломкой бакелитовых валов (в том числе с аварийным отключением от газовой защиты). Привод переключателя полностью изношен. Выполнялись ремонтные работы. Положительных результатов не было достигнуто, при испытаниях повышенным напряжением имел место пробой в точке, близкой к нейтрали (предположительно реактор). По данной причине переведен в работу в режиме глухо заземленной нейтрали. Имеются течи масла из-за старения уплотнительной резины (протяжке не поддается). Вводы 110 кВ негерметичные, неоднократно менялись по результатам испытаний. Замена их на новые нецелесообразна ввиду длительного срока эксплуатации самого трансформатора.

Трансформатор Т-2 в эксплуатации 47 лет (год выпуска – 1967). Имелись неоднократные нарушения в работе переключающего устройства (прогон в крайние положения). Привод переключателя полностью изношен. Имеются течи масла из-за старения уплотнительной резины (протяжке не поддается). Вводы 110 кВ негерметичные, неоднократно менялись по результатам испытаний. Замена их на новые нецелесообразна ввиду длительного срока эксплуатации самого трансформатора.

Предусматривается замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×10 МВА.

6.13. Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Любим»
(подпункт 6.1 пункта 6 раздела II таблицы 33)

Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Любим» с заменой отделителей с КЗ на выключатели и заменой КРУН обусловлено необходимостью повышения надежности электроснабжения тяговой нагрузки железной дороги и потребителей электроэнергии Любимского МР.

6.14. Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Путятино»
(подпункт 6.2 пункта 6 раздела II таблицы 33)

Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Путятино» с заменой отделителей с КЗ на выключатели обусловлено необходимостью повышения надежности электроснабжения тяговой нагрузки железной дороги.

6.15. Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Уткино»
(подпункт 6.3 пункта 6 раздела II таблицы 33)

Техническое перевооружение тяговой ПС 110 кВ «Уткино» с заменой отделителей с КЗ на выключатели обусловлено необходимостью повышения надежности электроснабжения тяговой нагрузки железной дороги.

6.16. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Моторная – Инженерная»
(подпункт 2.14 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Необходимость реконструкции двухцепного участка ВЛ 110 кВ протяженностью 3 км по существующей трассе возникла в связи с физическим и моральным износом ВЛЭП. Реконструкции подлежит участок ВЛ 110 кВ от опоры № 20 до опоры № 45 со сроком службы 76 лет. Данные линии являются связующими ТЭЦ-2 и ПС 110 кВ «Северная», питающую центральную часть г. Ярославля, и проходят в городской черте. Выявленные дефекты могут привести к повреждению ВЛ, травмированию населения и перерывам в электроснабжении ответственных потребителей г. Ярославля.

На данной ВЛ 110 кВ имел место ряд серьезных технологических нарушений, связанных со старением оборудования. Так, в 2005 году произошёл обрыв медного провода сечением 95 кв. мм с нарушением электроснабжения ответственных потребителей г. Ярославля. Реконструкция ВЛ 110 кВ позволит снизить аварийность и затраты на эксплуатацию.

Программой предусматриваются:

- демонтаж существующих металлических опор и фундаментов;
- замена всех металлических опор, провода, грозозащитного троса, изоляторов, арматуры.

6.17. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Восточная-1, 2».
 Замена опор № 43, № 44, № 53 и замена провода
 (подпункт 2.17 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Необходимость реконструкции участка ВЛ 110 кВ протяженностью 12 км по существующей трассе возникла в связи с физическим и моральным износом ЛЭП. Дата ввода в эксплуатацию объекта – 1950 год. Предусматривается устранение дефектов, выявленных в 2002 году при техническом обследовании опор ВЛ 110 кВ «Восточная». Обследование проведено специализированной организацией ОАО «Фирма ОРГРЭС» (г. Москва). Данная ВЛ проходит в городской черте г. Рыбинска. Выявленные дефекты могут привести к повреждению опор № 43, № 44, № 53, травмированию населения и перерывам в электроснабжении ответственных потребителей г. Рыбинска. На указанной ВЛ произошли следующие технологические нарушения, связанные со старением оборудования: в 2000 году – обрыв провода, в 2005 году – обрыв грозозащитного троса.

Программой предусматриваются:

- замена дефектных и не подлежащих ремонту опор № 43, № 44, № 53;
- замена провода на анкерных участках № 42 – 45 и № 51 – 54, замена провода 12 км, данное расстояние на всей протяженности трассы.

6.18. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Перекоп – Северная с отпайкой на ПС
 Ярославль – Главный», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп»,
 ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Северная с отпайками»
 (подпункт 2.19 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Необходимость реконструкции участка ВЛ-110 кВ возникла в связи с физическим износом ЛЭП.

ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» (годы строительства – 1948 и 1964), ВЛ 110 кВ «Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль – Главный» (годы строительства – 1948 и 1964), ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп» (год строительства – 1964).

На ЛЭП имеются многочисленные неисправности, связанные с продолжительной эксплуатацией и воздействием внешней среды: глубокая коррозия элементов опор, дефекты и коррозия сварных соединений металлических частей, местами сквозная коррозия, деформация отдельных частей опор, трещины и разрушения фундаментов и опор, повреждение и коррозия проводов и грозозащитных тросов, арматуры, гаек, замков и шплинтов, разрушение коррозией контура заземляющего устройства.

С учетом прохождения ВЛ в городской черте г. Ярославля эксплуатация данной ЛЭП небезопасна.

В настоящее время для реконструкции ВЛ требуется полная замена металлических опор, замена провода, замена линейной арматуры ВЛ, а также монтаж ВОЛС (в грозозащитном тросе). Общая протяженность ВЛ составляет

18,5 км (в 6 проводов), 16,55 км (в 3 провода) = 35,05 км. В том числе 10 км проходит в условиях городской промышленной застройки.

- 6.19. Реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 2×4 МВА на $2 \times 6,3$ МВА (с РПН) и установкой ячейки 35 кВ.
 Строительство ВЛ 35 кВ параллельного следования от вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 110 кВ «Лютово» до вновь устанавливаемой ячейки в РУ – 35 кВ ПС 35 кВ «Урожай» общей протяженностью 5,5 км, сечением 95 кв. мм
 (подпункт 2.7 пункта 2 раздела I, подпункт 2.4 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Основание для выполнения работ – договор технологического присоединения от 14.11.2014 № 40817838 с ОАО «Аэропорт Туношна».

Отсутствие технической возможности присоединения заявленной мощности к ПС 35 кВ «Урожай» без проведения реконструкции прилегающей сети 35 кВ и увеличения мощности трансформаторов на ПС 35 кВ «Урожай» в связи с исчерпанием пропускной способности сети 35 кВ и трансформаторов на ПС 35 кВ «Урожай», а также со снижением надёжности работы энергосистемы в послеаварийном режиме (максимальная загрузка с учётом выданных ТУ составляет 6,48 МВА).

Перспектива дальнейшего развития аэропорта Туношна с присвоением статуса международного грузопассажирского аэропорта.

Программой предусматриваются:

- реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 35 кВ 2×4 МВА на $2 \times 6,3$ МВА;
- строительство ВЛ 35 кВ.

- 6.20. Реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА
 (подпункт 2.5 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Заволжская» в режимный день 22.01.2015 с учетом перераспределения мощности составила 10,5 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная загрузка оставшегося в работе составит 105 процентов.

На сегодняшний день для технологического присоединения ПС 35 кВ «Заволжская» заключено договоров общей мощностью 2,9 МВА.

Исходя из этого в послеаварийном режиме максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 процента.

6.21. Реконструкция ПС 35 кВ «Моделово»
с заменой трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на 2×10 МВА
(подпункт 2.6 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка на 22.01.2015 – 7,7 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122 процента.

6.22. Реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с заменой трансформатора 2,5 МВА на 6,3 МВА, реконструкция РУ 35 кВ в 35-9 и реконструкция второй цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»
(подпункт 2.7, подпункт 2.15 пункта 2 раздела II таблицы 33)

В настоящее время отключение или вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» в осенне-зимний период (с сентября по май) приводит к недопустимому снижению напряжения до 24 кВ в сети 35 кВ и до значений менее 9 кВ на шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Глебово», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Сараево», значений менее 5,4 кВ на шинах 6 кВ ПС 35 кВ «Батьки».

Таким образом, при отключении или выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» происходит снижение напряжения на шинах 6 и 10 кВ ПС 35 кВ более чем на 10 процентов от номинального.

Причинами снижения напряжения в указанном режиме являются высокие нагрузки и значительная протяженность сети 35 кВ (102,9 км по сети 35 кВ от центра питания ПС 110 кВ «Нила» до ПС 35 кВ «Глебово»). Недостаточная эффективность мероприятий по регулированию напряжения за счет устройств РПН и ПБВ трансформаторов и оперативных мероприятий по перераспределению нагрузки приводит к ограничениям потребителей в объеме 2 МВт.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Глебово» 22.01.2015 – 4,21 МВА. В послеаварийном режиме максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 168,4 процента, что приводит к необходимости ограничения потребителей и является причиной ограничения на присоединяемую мощность.

Реализация Программы позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» и трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ «Глебово» без ограничения потребителей, обеспечить качество электроэнергии в точках передачи в соответствии с ГОСТ 32144-2013, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей в рассматриваемом районе нагрузок, повышение надежности электроснабжения потребителей, снизить риски возникновения аварийных ситуаций, а также риски повреждения оборудования.

С целью повышения надежности ПС 35 кВ «Глебово» предусматриваются строительство второй цепи ВЛ 35 кВ (АС-95/10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Глебовская» (отпайкой от ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибер-

нетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»), а также реконструкция РУ 35 кВ ПС «Глебово» с преобразованием его в схему 35-9.

Программой предусматриваются:

- замена трансформатора 2,5 МВА на 6,3 МВА;
- реконструкция РУ 35 кВ с преобразованием его в схему 35-9;
- строительство второй цепи ВЛ 35 кВ (10,4 км).

6.23. Реконструкция ПС 35 кВ «Ватолино»
с заменой трансформаторов 2×4 МВА на $2 \times 6,3$ МВА
(подпункт 2.9 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка на 22.01.2015 – 4,77 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119 процентов.

6.24. Реконструкция ПС 35 кВ «Кулаково» с заменой трансформаторов
 $2 \times 2,5$ на 2×4 МВА (подпункт 2.10 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Фактическая максимальная нагрузка на 09.10.2014 – 3,07 МВА. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,8 процента.

6.25. Реконструкция ПС 35 кВ «Варегово» с переводом на 35/10 кВ
с заменой трансформаторов (10 кВ) 2,5 МВА и 1,6 МВА на $2 \times 1,6$ МВА и
демонтажем трансформатора (6 кВ) 1,6 МВА
(подпункт 2.12 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Необходимость выполнения реконструкции обусловлена:

- наличием неустраняемых дефектов;
- нарушением экологических норм и правил пожарной безопасности (отсутствие маслосборных и маслоприемных устройств силовых трансформаторов);
- отсутствием возможности наладки автоматики управления РПН (отсутствие РПН Т-1, Т-2, наличие дефектов РПН Т-3), что влияет на качество напряжения;
- опасностью поражением электрическим током при работах в нулевом пролете питающих ВЛ 35 кВ в связи с питанием Т-1 по шинному мосту 35 кВ.

6.26. Реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-2» со строительством участка ВЛ 35 кВ до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (АС-70, 2,64 км) и реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны» с преобразованием его схемы в 35-4Н (подпункт 2.16 пункта 2 раздела II таблицы 33)

Электроснабжение двухтрансформаторной ПС 35 кВ «Лесные Поляны» осуществляется от одного источника питания ВЛ 35 кВ «Филинская-1». ПС питает потребителей пос. Лесные Поляны, пос. Кузнечиха и Заволжского района г. Ярославля общей мощностью нагрузки 7,4 МВт (предприятия ГП ЯО «Ярдормост», ООО «Ярсельхозмонтажпроект», ЗАО «Ярославич», ОАО ЖКХ «Заволжье» и другие; бытовая нагрузка; количество жителей – 4856; СЗО: больница – 2, школа – 1, детский сад – 2, котельная – 2, скважина – 4). Отключение или вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» с учетом перевода части потребителей на резервные схемы электроснабжения приводит к ограничению потребителей в объеме 3,8 МВт (предприятия ГП ЯО «Ярдормост», ООО «Ярсельхозмонтажпроект», ЗАО «Ярославич», ИП Глызин А.В., бытовая нагрузка, количество жителей – 1500).

Реализация Программы позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» без ограничения потребителей.

Программой предусматриваются:

- продление ВЛ 35 кВ «Филинская-2» до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» на расстояние 2,64 км;
- реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны» с преобразованием его схемы в 35-4Н.

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.

С 2011 года филиал ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» производит реконструкцию объектов электросетевого хозяйства: оборудование, отвечающее за оптимальную работу распределительного комплекса в нештатных ситуациях, заменяется на более современное и надежное.

В 2015 году производится реконструкция шести ПС 110 кВ: ПС 110 кВ «Полиграф», ПС 110 кВ «Дружба», ПС 110 кВ «Тормозная», ПС 110 кВ «Алтыново», ПС 110 кВ «Западная», ПС 110 кВ «Оптика». Финанси-

рование запланированных мероприятий на 2015 год составило 79,093 млн. рублей.

Планируемые сводные показатели объемов электросетевого строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ на период 2015 – 2020 годов приведены в таблице 34.

Таблица 34

**Объемы электросетевого строительства, технического перевооружения
и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ**

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2015 – 2020 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
1.	220 кВ в том числе:	81	0
1.1.	Новое строительство	81	0
1.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	0	0
2.	110 кВ в том числе:	88,22	13/177
2.1.	Новое строительство	34,3	3/114
2.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	53,92	10/63
3.	35 кВ в том числе:	18,59	8/42,5
3.1.	Новое строительство	5,55	1/8
3.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	13,04	7/34,5
	Итого	187,81	21/219,5

**7. 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 ГТУ представлены в таблице 35.

Таблица 35

Строительство ТЭЦ на базе ГТУ

№ п/п	Генерирующий источник	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
1.	ПГУ – ТЭС – 52 МВт в г. Тугаеве	52						
2.	ПГУ – ТЭС 24 МВт в г. Ростове						24	
3.	ПГУ – ТЭС 24 МВт в г. Переславле-Залесском					24		

В рамках заключенного Соглашения.

8. Перевод на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ

В районе Тенинской котельной ГУ ОАО «ТГК-2» по Верхневолжскому региону в 2017 году СП ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ» планирует ввод в эксплуатацию ПГУ 450 МВт.

Программой предусматривается строительство:

- двух ГТУ типа ГТЭ-160 с турбогенераторами «Siemens AG»;
- одной теплофикационной ПТ LN-150/8,4/0,76 с турбогенератором «QF-150-2».

Тепловая мощность ПГУ 450 МВт – 295,64 Гкал/час.

9. Программа модернизации электросетевого комплекса СНТ Ярославской области

В Ярославской области насчитывается более 730 СНТ с числом садово-огородных участков более 140 тысяч.

Согласно статистическим данным, в личных подсобных хозяйствах выращивается 70 процентов от общего количества выращенного в Ярославской области картофеля, 85 процентов овощей, 99,97 процента плодово-ягодных культур.

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 в собственности СНТ, в основном неудовлетворительное, эксплуатацией их занимаются сами садоводы за счет собственных средств. Как правило, осуществляется только аварийный ремонт.

В целях государственной поддержки СНТ АО «ЯрЭСК» проводит консолидацию электросетевых активов 10 – 0,4 кВ СНТ Ярославской области.

Ярославская область первая среди регионов Российской Федерации комплексно решает проблемы по обеспечению надежного, качественного и эффективного электроснабжения садоводов.

Для исполнения данного решения необходима реализация следующих мероприятий:

- проведение АО «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 определение наличия правоустанавливающих документов с целью передачи электрических сетей на баланс АО «ЯрЭСК»;

- совместная организация передачи электрических сетей СНТ на баланс АО «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 приведение технического состояния сетей в соответствие с требованиями ПУЭ.

Объем консолидации электросетевых активов СНТ в условных единицах и объем финансирования в рамках тарифного регулирования работ по модернизации электрических сетей представлены в таблице 36.

Таблица 36

Объем консолидации электросетевых активов СНТ

Наименование показателя	2014 г. (факт)	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Ожидаемые объемы принятия электрических сетей СНТ, УЕ*	296	261	250	250	250	250	250
Объем финансирования на проведение восстановительных работ за счёт регулируемых видов деятельности, тыс. руб.	23 698	25 000	28 661	31 253	33 440	36 184	38 811
Потребность в дополнительном финансировании за счёт нетарифных источников			20 000	40 000	40 000	40 000	40 000

* Расчет осуществлен исходя из средней величины 10 УЕ на 1 СНТ.

В 2014 – 2015 годах в процессе консолидации электрических сетей СНТ на базе АО «ЯрЭСК» приняты на баланс электрические сети 0,4 – 10 кВ 58 СНТ протяжённостью 219 км, 29 ТП 10-6/0,4 кВ.

В 2016 – 2020 годах планируется принимать на баланс АО «ЯрЭСК» ежегодно электрические сети 20 – 25 СНТ.

В 2014 и 2015 годах выполнены работы по модернизации электрических сетей 6 – 10 кВ, ТП, а также воздушных сетей 0,4 кВ с заменой неизолированного провода на СИП в 46 СНТ Ярославской области, переданных на баланс АО «ЯрЭСК».

В 2016 году предусматривается продолжить работу, в том числе во вновь принятых СНТ, в следующих объёмах:

Работы по модернизации электрических сетей 6 – 10 кВ

Перечень мероприятий	2014 г.	2015 г.	2016 г. (план)*	2016 г. (план)**
Реконструкция ВЛ 6 – 10 кВ, км	2,9	-	-	3
Строительство КЛ 6 кВ, км	-	0,77	-	-
Реконструкция распределительных ВЛ – 0,4 кВ с заменой неизолированного провода на СИП, км в том числе замена опор линий, шт.	15,4 225	26 250	32 310	76 614
Монтаж с увеличением мощности ТП 10-6/0,4 кВ, шт.	4	3	3	6
Ремонт ТП 10-6/0,4 кВ, шт.	12	7	7	13
Замена дефектных опор линий, шт.	40	45	50	100
Монтаж автоматизированной системы коммерческого учёта электрической энергии (АСКУЭ бытовых потребителей) в СНТ	-	2	3	7

* За счёт средств, предусмотренных в тарифе на услуги по передаче электрической энергии.

** С учётом дополнительного финансирования из нетарифных источников.

Целевые показатели Программы:

Выполнение Программы 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, удобство в обслуживании, ясность и прозрачность расчётов садоводов за потреблённую электрическую энергию.

Эффект от энергосберегающих мероприятий, проводимых на электрических сетях СНТ, переданных в собственность совместного предприятия Правительства области и ПАО «МРСК Центра» – АО «ЯрЭСК» – снижение потерь электрической энергии, составляющих в настоящее время в СНТ порядка 30 – 40 процентов, в том числе:

- технических потерь на 10 – 15 процентов;
- коммерческих потерь на 15 – 20 процентов, в том числе за счёт организации АСКУЭ электроустановок бытовых потребителей;
- реальное снижение расходов садоводов на содержание объектов электросетевого хозяйства и оплату электрической энергии;
- обеспечение безопасности садоводов при эксплуатации электрических сетей СНТ.

Снижение социальной напряженности в регионе.

10. Повышение надежности электроснабжения СЗО

Для повышения надежности электроснабжения СЗО в инвестиционной программе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» на 2016 – 2020 годы предусмотрено освоение финансовых средств в объеме, представленном в таблице 38.

Таблица 38

Объемы финансирования для повышения надежности электроснабжения СЗО

Перечень мероприятий	Объем финансирования, тыс. руб.				
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Строительство ВЛЭП и КТП (для резервного электропитания СЗО, предотвращение аварийных ситуаций)	34 802	38 086	55 349	64 027	54 634

На территории Ярославской области имеются 176 передвижных источников электроснабжения общей мощностью 10560 кВт, 220 стационарных источников общей мощностью 24888 кВт.

В ТСО Ярославской области (в том числе в филиале ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и АО «ЯрЭСК») имеются 35 передвижных источников электроснабжения с установленной мощностью 3160 кВт, что полностью обеспечивает потребности ТСО Ярославской области.

Приобретение резервных источников электроснабжения для нужд учреждений социальных департаментов Ярославской области включается в программы материально-технического обеспечения соответствующих департаментов.

11. Программа расширения просек ВЛЭП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

Одной из основных причин технологических нарушений в работе электрических сетей стало падение деревьев и их фрагментов на провода ВЛ. Доля подобных аварий в осенне-зимний период 2014/2015 года, по данным филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», составила 31,5 процента от общего числа технологических нарушений.

С 2011 года для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ярославской области филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» выполняются работы по расширению просек ВЛ. Кроме того, в рамках выполнения работ по ремонтной деятельности ежегодно выполняется расчистка просек в объеме около 1600 га.

Начиная с 2011 года выполнен объем расширения в объеме 2197,2 га.

В рамках инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» на 2016 – 2020 годы запланировано до 2020 года выполнить расширение просек ВЛ в объеме 2542 га при общей потребности расширения просек ВЛ 3798 га. Для сокращения сроков реализации многолетней программы по расширению просек ВЛ филиалу ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» необходимо дополнительное привлечение средств для выполнения расширения просек ВЛ в количестве 1256 га с целью обеспечения потребителей Ярославской области надёжным электроснабжением.

Реализация мероприятий по расширению просек позволит обеспечить:

- сокращение количества аварий в электрических сетях по причинам, зависящим от природных явлений, таких как обильные снегопады, образование гололеда на ветках деревьев, штормовые ветра (все это впоследствии приводит к падению деревьев из лесного массива на провода ВЛЭП);

- уменьшение перерывов электроснабжения потребителей, тем самым минимизируя риски потенциального ущерба в отраслях народного хозяйства и на объектах социальной сферы;

- снижение недоотпуска электроэнергии потребителям и, как следствие, повышение эффективности работы электросетевого комплекса за счет уменьшения времени работы в режиме холостого хода генераторных установок и трансформаторного оборудования;

- повышение надежности энергосистемы Ярославской области в целом.

Для проведения работ по расширению просек ВЛЭП привлекаются специализированные организации, укомплектованные квалифицированным персоналом и специализированной техникой. Выбор организации проводится на конкурсной основе.

Таблица 39

Объемы работ по расширению просек ВЛ

Наименование работ	Объём выполнения работ по расширению просек в календарном году, га								
	2012 г., факт.	2013 г., факт.	2014 г., факт.	2015 г., план.	2016 г., план.	2017 г., план.	2018 г., план.	2019 г., план.	2020 г., план.
ВЛ 35 – 110 кВ	495,2	480,8	485,2	124	195,3	142	180	70	70
ВЛ 0,4 – 10 кВ	0	0	110,3	97,7	130,9	299,9	353	413,5	429
ВЛ 0,4 – 10 кВ (нетарифный источник)	0	0	0	0	287,2	242,2	242,2	242,2	242,2
Всего	495,2	480,8	595,5	221,7	613,4	684,1	775,2	725,7	741,2

Источники финансирования Программы расширения просек ВЛЭП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» на перспективу до 2020 года приведены в таблице 40.

Источники финансирования Программы расширения просек

Источник финансирования	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего
Нетарифный источник, тыс. руб.	44 070	37 165	37 165	37 165	37 165	192 730
Инвестиционная программа предприятия, тыс. руб.	57 405,2	70 515,6	91 251	74 040	81 600	374 811,8
Всего, тыс. руб.	101 475,2	107 680,6	128 416	111 205	118 765	567 541,8

Общие затраты на реализацию Программы – 567599 тыс. руб. без НДС.

12. 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 ГТУ 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 2016 – 2020 годов

Финансирование мероприятий Программы будет осуществляться из внебюджетных источников за счет средств на реализацию инвестиционных программ субъектов энергетики – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ОАО «ТГК-2», филиала ПАО «РусГидро» – «КВВГЭС», ТСО, теплоснабжающих организаций (далее – инвестиционные программы).

В таблице 41 представлены источники и объёмы финансирования основных сетевых компаний по Ярославской области на 2016 – 2020 годы по реализации мероприятий Программы.

Таблица 41

Источники и объёмы финансирования основных сетевых компаний

Субъект электроэнергетики	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС	1494,378	инвестиционная программа
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2241,46	инвестиционная программа
ОАО «РЖД»	692,78*	инвестиционная программа

* Данные из инвестиционной программы ОАО «РЖД» в части проектов по строительству и реконструкции объектов электросетевого хозяйства на 2016 – 2018 годы по Ярославской области.

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, 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 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 бесхозных электрических сетей;

- повышению надежности энергоснабжения СЗО;
- 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 Ярославской области осуществляет оперативную работу по координации деятельности субъектов энергетики в рамках исполнения Программы.

4. Органы местного самоуправления муниципальных образований области отвечают за координацию работ по разработке схем электроснабжения распределительных сетей 6 – 10 кВ на территории муниципального образования.

VII. Показатели уровня надежности и качества предоставляемых услуг субъектов энергетики

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

Показатели надежности и качества предоставляемых 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 автомати-

ческого восстановления питания (АПВ, 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 (ТСО) определяются на основе индикаторов качества, характеризующих:

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

- степень исполнения ТСО 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;

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

- 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 энергосистемы Ярославской области на очередной год и плановый период.

Список используемых сокращений

- АО – акционерное общество
- АПВ – автоматическое повторное включение
- АС – маркировка провода сталеалюминиевого
- АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
- АТ – автотрансформатор
- АЭС – атомная электрическая станция
- ВЛ – воздушная линия
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи
- ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГП ЯО – государственное предприятие Ярославской области
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ГУ – Главное управление
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
- ЗАО – закрытое акционерное общество
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство
- ЕНЭС – Единая национальная энергетическая система
- ЕЭС – Единая энергетическая система
- Ивановские ПГУ – филиал открытого акционерного общества «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» – «Ивановские ПГУ»
- КВВГЭС – филиал публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»
- КВЛ – кабельные воздушные линии
- КЗ – короткозамыкатели
- КЛ – кабельная линия
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- ЛЭП – линия электропередачи
- МР – муниципальный район

МРСК Центра – Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра

МУП – муниципальное унитарное предприятие

МЭС – магистральные электрические сети

НДС – налог на добавочную стоимость

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НПО – научно-производственное объединение

НТЦ – Научно-технический центр

ОАО – открытое акционерное общество

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ОПУ – обслуживаемый пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПАО – публичное акционерное общество

ПБВ – переключение без возбуждения

ПГУ – парогазовая установка

ПМЭС – предприятие магистральных электрических цепей

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

ПС – подстанция

ПТ – паровая турбина

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПТЭЭП – правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РЖД – Российские железные дороги

РЗА – релейная защита и автоматика

РПН – регулирование под нагрузкой

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

РУ – распределительное устройство

СЗО – социально значимые объекты

СИП – самонесущий изолированный провод

СиПР ЕЭС России – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы

СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество

СОВ – секционный обходной выключатель

СОПТ – система оперативного постоянного тока

СП – совместное предприятие

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»

ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2

ТН – трансформатор напряжения

- ТП – трансформаторная подстанция
ТРК – территориальная распределительная компания
ТСО – территориальная сетевая организация
ТТ – трансформатор тока
ТУ – технические условия
ТЭС – теплоэлектростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УЕ – условная единица оборудования электросетевых организаций
УРМЗ – Угличский ремонтно-механический завод
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя
ФСК – Федеральная сетевая компания
ШОН – шкаф отбора напряжения
ЭГВ – элегазовый выключатель
ЯГК – Ярославская генерирующая компания
ЯПО – Ярославский участок управления высоковольтных сетей филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Ярэнерго»
ЯрЭСК – Ярославская электросетевая компания
I доп. – длительно допустимый ток

СХЕМА
развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы
Ярославской области на период 2016 – 2020 годов

1. Цели, задачи и принципы разработки Схемы развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на период 2016 – 2020 годов

Основными целями разработки Схемы развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на период 2016 – 2020 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, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем»;
- нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009, утвержденные приказом ОАО «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»;
- нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.55.016-2008, утвержденные приказом ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» от 24.10.2008 № 460 «Об утверждении норм технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35 – 750 кВ».

При разработке Схемы использованы отчетные данные филиала ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – регионального

диспетчерского управления энергосистемы Ярославской области, филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», филиала ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Валдайского предприятия магистральный электрических сетей, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ОАО «ТГК-2».

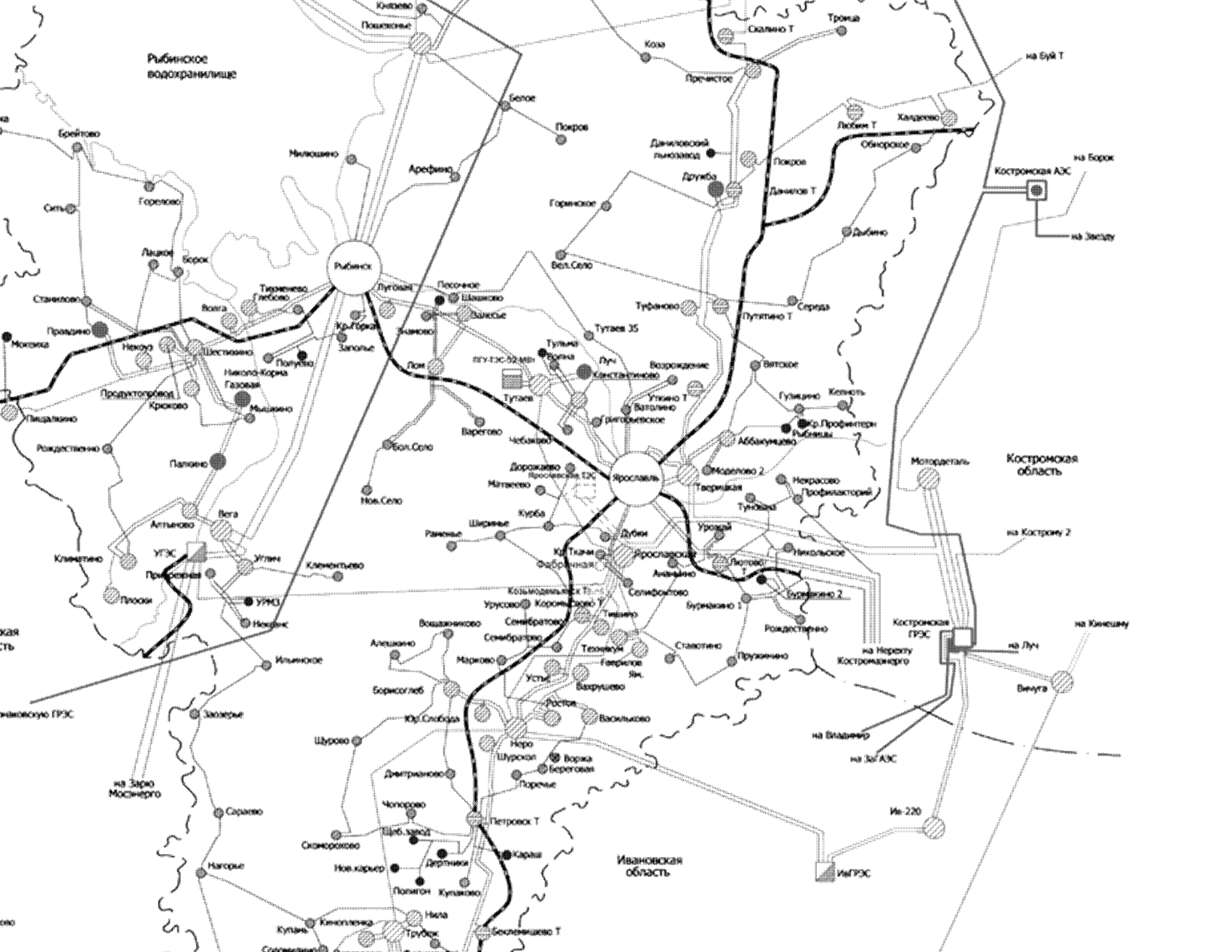
Схема сформирована на основании:

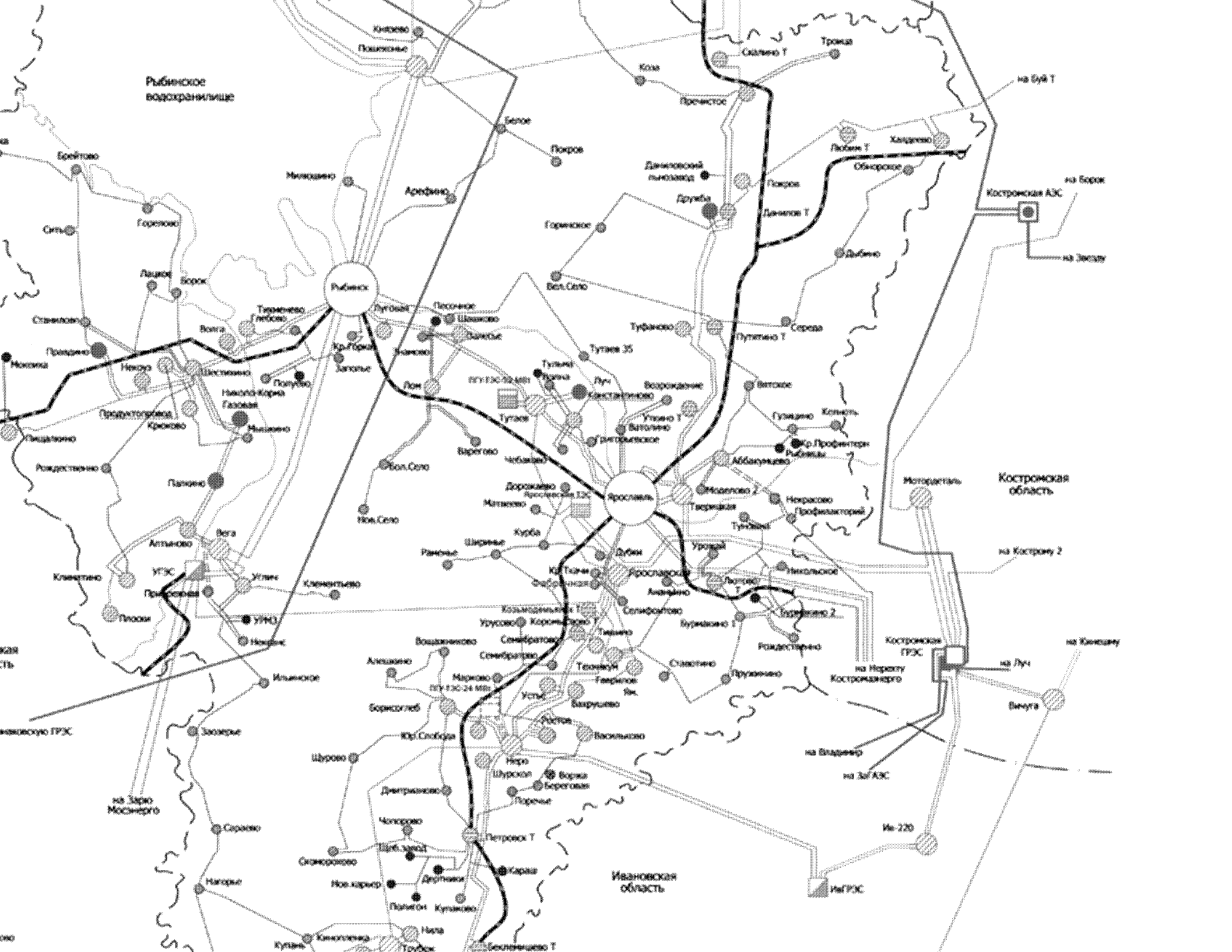
- схемы и программы развития Единой энергетической системы России;
- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность;
- инвестиционных программ субъектов энергетики;
- предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, 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 энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 1.

Схема развития электрических сетей 35 – 500 кВ энергосистемы Ярославской области на период до 2020 года представлена на рисунках 2, 3.

Схема подключения объектов средней когенерации принята предварительно 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 энергосистемы Ярославской области. Она связывает все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На данном же напряжении осуществляется связь энергосистемы Ярославской области с другими энергосистемами: Костромской, Московской, Владимирской, Вологодской, Ивановской; обеспечивается покрытие дефицита мощности.

Наиболее загруженными из межобластных сетей являются ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская» и «Мотордеталь – Тверицкая», которые покрывают почти 50 процентов дефицита мощности энергосистемы и являются определяющими надёжность энергосистемы Ярославской области.

Действующая сеть 110 кВ энергосистемы Ярославской области выполняет в основном функции распределительной сети, в целом соответствует требованиям норм и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 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 имеет срок эксплуатации более 40 лет и подлежит полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и подвеской проводов большего сечения.

Таблица 1

Данные о существующих линиях электропередачи,
класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяжённость, км
1	2	3	4	5
1.	«Александров – Трубеж» (в границах области)	220	АСО-300	28,53
2.	«Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-300	47,27
3.	«Венера – Вега»	220	АС-400, АС-300	63,52
4.	«Ивановские ПГУ – Неро I цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
5.	«Ивановские ПГУ – Неро II цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20

1	2	3	4	5
6.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22
7.	«Мотордеталь – Тверицкая» (в границах области)	220	АС-300	91,85
8.	«Пошехонье – Вологда – Южная» (в границах области)	220	АС-400	62,95
9.	«Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-400	46,2
10.	«Пошехонье – Ростилово»	220	АС-400	84,37
11.	«Рыбинская ГЭС – Венера»	220	АС-300, АС-400	12,24
12.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 1»	220	АС-300	53,35
13.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 2»	220	АС-400	54,06
14.	«Рыбинская ГЭС – Сатурн»	220	АС-300, АС-400	3,11
15.	«Сатурн – Венера»	220	АС-400, АС-300	8,93
16.	«Трубеж – Неро»	220	АС-300	77,66
17.	«Угличская ГЭС – Вега»	220	АС-400	7,51
18.	«Угличская ГЭС – Венера»	220	АС-400, АС-300	69,62
19.	«Угличская ГЭС – Заря I цепь» (в границах области)	220	АС-400	92,19
20.	«Угличская ГЭС – Заря II цепь» (в границах области)	220	АС-300	92,19
21.	«Угличская ГЭС – Ярославская»	220	АС-300	92,65
22.	«Ярославская – Неро»	220	АС-300	51,2
23.	«Ярославская – Тверицкая»	220	АС-300	31,73
24.	«Ярославская – Тутаев»	220	АС-300	57,97
25.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
26.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
27.	«Алтыново – Палкино I цепь» («Палкино-1»)	110	АС-185	11,46
28.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	21,88
29.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
30.	«Балакирево – Трубеж» («Переславская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
31.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
32.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	20,15
33.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	20,15
34.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	16,64
35.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
36.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
37.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62
38.	«Венера – Восточная с отпайками»	110	М-95, АС-185	10,13

1	2	3	4	5
	I цепь» («Восточная-1»)			
39.	«Венера – Восточная с отпайками II цепь» («Восточная-2»)	110	M-95, AC-185	10,13
40.	«Венера – Шестихино с отпайками I цепь» («Шестихинская-1»)	110	AC-185, AC-150	35,03
41.	«Венера – Шестихино с отпайками II цепь» («Шестихинская 2»)	110	AC-185, AC-150	35,03
42.	«Веретье-1»	110	AC-95, AC-185	1,46
43.	«Веретье-2»	110	AC-95, AC-185	1,46
44.	«Гаврилов-Ямская»	110	AC-95, AC-120	6,1
45.	«Газовая-1»	110	AC-120, AC-185	18,14
46.	«Городская-1»	110	AC-120	2,5
47.	«Городская-2»	110	AC-120	2,5
48.	«Данилов – Дружба» («Данилов- ская-2»)	110	AC-120	8,1
49.	«Данилов – Покров»	110	AC-120	8,48
50.	«Данилов – Пречистое»	110	AC-185	27,4
51.	«Данилов – Туфаново» («Данилов- ская-1»)	110	AC-120	27,2
52.	«Западная-1»	110	AC-240, AC-300	3,83
53.	«Западная-2»	110	AC-240, AC-300	3,83
54.	«Климатинo-1»	110	AC-120	26,63
55.	«Климатинo-2»	110	AC-120	26,63
56.	«Любим – Халдеево»	110	AC-120, АЖ-120	21,57
57.	«Лютово – Нерехта-1» («Нерехта-1»)	110	AC-120	28,78
58.	«Менделеевская-1»	110	AC-240	7,08
59.	«Менделеевская-2»	110	AC-240	7,08
60.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск» («Петровская-2»)	110	AC-120	51,14
61.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	AC-150	24,5
62.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	AC-150	43,89
63.	«Нильская-1»	110	AC-70	4,23
64.	«Нильская-2»	110	AC-70	4,23
65.	«Павловская-1»	110	AC-120	5,9
66.	«Павловская-2»	110	AC-120	5,29
67.	«Палкино – Мышкин»	110	AC-185	12,15
68.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 1»	110	АПВП2г	0,45
69.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 2»	110	АПВП2г	0,45
70.	«Переборы-1»	110	AC-95, AC-185	6,52
71.	«Переборы-2»	110	AC-95, AC-185	6,52
72.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль – Главный» («Тяго- вая»)	110	AC-400, AC-150	8,46
73.	«Пленочная-1»	110	AC-120	2,45
74.	«Пленочная-2»	110	AC-120	2,45

1	2	3	4	5
75.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
76.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
77.	«Правдино»	110	АС-185	31,64
78.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
79.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
80.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
81.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
82.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
83.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,24
84.	«Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками I цепь» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	17,66
85.	«Рыбинская ГЭС – Восточная с отпайками II цепь» («Щербаковская-2»)	110	АС-185, АС-150	17,66
86.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,23
87.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,23
88.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
89.	«Тверицкая – Путятино» («Путятинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
90.	«Тверицкая – Уткино» («Уткинская»)	110	АС-240, АС-120	29,67
91.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	110	АС-150	9,49
92.	«Трубеж – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	47,79
93.	«Трубеж – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
94.	«Трубеж – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	87,49
95.	«Тутаев – Восточная с отпайками I цепь» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	27,92
96.	«Тутаев – Восточная с отпайками II цепь» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	27,92
97.	«ТЭЦ-1 – Роща» («158»)	110	АС-185	1,8
98.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
99.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
100.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на ПС Полиграф» («Окружная»)	110	АС-240, АС-185, АС-150	9,22
101.	«ТЭЦ-2 – Роща» («156»)	110	АС-185	0,63
102.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,37
103.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,36

1	2	3	4	5
104.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая с отпайками I цепь» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	21,27
105.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая с отпайками II цепь» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	21,27
106.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками I цепь» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	31,59
107.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками II цепь» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	31,59
108.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	16,86
109.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	9,09
110.	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекопская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
111.	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	16,21
112.	«ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП-9 I цепь» («Ярославская-3»)	110	АС-240	5,9
113.	«ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП-9 II цепь» («Ярославская-2»)	110	АС-240	5,9
114.	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Ярославская-1»)	110	2 x АС-150, АС-300	5,9
115.	«ТЭЦ-3 – Ярцево с отпайками II цепь» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	14,99
116.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
117.	«Уткино – Туфаново» («Туфановская»)	110	АС-120	25,11
118.	«Халдеево – Буй» (в границах области)	110	АС-120	14,84
119.	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	18,14
120.	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	55,09
121.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	10,53
122.	«Ярославская – Ярцево с отпайками I цепь» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	27,64
123.	«Ярославская – Ярцево с отпайками II цепь» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	27,64
124.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,92
125.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2»)	110	АС-150, АС-120	34,86
126.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	5,9

Формирование перспективной схемы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелены 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 данное развитие планируется, в первую очередь, путем расширения и реконструкции существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострановых 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 объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из требований к надежности электроснабжения потребителей. Выбор установленной мощности трансформаторов на ПС 110 кВ, которые планируется реконструировать и на которых необходимо осуществить техническое перевооружение, производится 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 ФСК ЕЭС от 13 апреля 2009 г. № 136 «Об утверждении Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ», 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 2016 – 2020 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 от ПС 110 кВ «Алтыново» до ПС 110 кВ «Прибрежная»;
- отпайки ВЛ 110 кВ «Ростовская-1» и ВЛ 110 кВ «Тишинская» до ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»;
- ВЛ 110 кВ для обеспечения выдачи мощности по объектам когенерационной энергетики.

Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2016 – 2020 годах:

- ВЛ 110 кВ «Моторная»;
- ВЛ 110 кВ «Инженерная»;
- 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.

Таблица 2

Данные о существующих ПС,
класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
1.	«Вега»	220	2 × 63
2.	«Венера»	220	2 × 200
3.	«Неро»	220	2 × 63
4.	«Пошехонье»	220	2 × 40
5.	«Сатурн»	220	2 × 40
6.	«Тверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
7.	«Трубеш»	220	2 × 125
8.	«Тутаев»	220	2 × 125
9.	«Ярославская»	220	2 × 125 (АТ-3 в резерве)
10.	«Аббакумцево»	110	2 × 10
11.	«Алтыново»	110	2 × 6,3
12.	«Беклемишево»	110	2 × 25

1	2	3	4
13.	«Борисоглеб»	110	16 + 10
14.	«Брагино»	110	2 × 40
15.	«Васильково»	110	2 × 10
16.	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
17.	«Веретье»	110	2 × 25
18.	«Волга»	110	5,6 + 6,3
19.	«Волжская»	110	2 × 40
20.	«Восточная»	110	2 × 25
21.	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
22.	«Газовая»	110	2 × 63
23.	«Глебово»	110	10
24.	«ГПП-1»	110	2 × 40
25.	«ГПП-4»	110	2 × 40
26.	«ГПП-9»	110	2 × 40
27.	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
28.	«Депо»	110	3 × 16
29.	«Дружба»	110	2 × 16
30.	«Залесье»	110	2 × 10
31.	«Западная»	110	2 × 63
32.	«Институтская»	110	2 × 40
33.	«Киноплёнка»	110	16 + 10
34.	«Климатино»	110	2 × 6,3
35.	«Константиново»	110	15 + 16
36.	«Коромыслово»	110	2 × 25
37.	«Которосль»	110	2 × 25
38.	«Крюково»	110	6,3
39.	«Левобережная»	110	2 × 16
40.	«Лом»	110	2 × 10
41.	«Луговая»	110	2 × 6,3
42.	«Луч»	110	2 × 25
43.	«Любим»	110	2 × 20
44.	«Лютово»	110	2 × 25
45.	«Марс»	110	2 × 16
46.	«Некоуз»	110	2 × 6,3
47.	«Нептун»	110	2 × 16
48.	«Нила»	110	16 + 16
49.	«Новоселки»	110	2 × 40
50.	«НПЗ»	110	2 × 25
51.	«Оптика»	110	2 × 10
52.	«Орион»	110	2 × 40
53.	«Павловская»	110	20 + 25
54.	«Палкино»	110	2 × 25
55.	«ПГУ – ТЭС»	110	2 × 40

1	2	3	4
56.	«Перевал»	110	2 × 16
57.	«Перекоп»	110	2 × 25
58.	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)
59.	«Петровск»	110	40 + 25
60.	«Пишалкино»	110	2 × 7,5
61.	«Плоски»	110	2 × 2,5
62.	«Покров»	110	2,5
63.	«Полиграф»	110	2 × 40
64.	«Полиграфмаш»	110	2 × 16
65.	«Правдино»	110	2 × 10
66.	«Пречистое»	110	2 × 6,3
67.	«Продуктопровод»	110	2 × 7,5
68.	«Путятино»	110	10 + 25
69.	«Радуга»	110	20 + 25
70.	«Ростов»	110	20 + 25
71.	«Роща»	110	2 × 32
72.	«Свободный Труд»	110	2 × 10
73.	«Северная»	110	2 × 63
74.	«Селехово»	110	2 × 6,3
75.	«Скалино»	110	2 × 40
76.	«Судоверфь»	110	2 × 10
77.	«Тенино»	110	2 × 10
78.	«Техникум»	110	2 × 6,3
79.	«Тишино»	110	2 × 25
80.	«Толга»	110	16 + 25
81.	«Тормозная»	110	25 + 16
82.	«ТРК»	110	2 × 16
83.	«Туфаново»	110	2 × 2,5
84.	«Углич»	110	2 × 25
85.	«Устье»	110	2 × 10
86.	«Уткино»	110	15 + 20
87.	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
88.	«Чайка»	110	2 × 25
89.	«Шестихино»	110	2 × 10
90.	«Шурскол»	110	2 × 10
91.	«Шушково»	110	2 × 25
92.	«Южная» (РПО)	110	2 × 25
93.	«Южная» (ЯПО)	110	2 × 40
94.	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
95.	«Ярославль – Главный»	110	2 × 40
96.	«Ярцево»	110	2 × 25

ПС напряжением 110 кВ и выше, строительство которых планируется в 2016 – 2020 годах:

- ПС 110 кВ «Некрасово» с трансформаторами 2×16 МВА;
- ПС 110 кВ «Прибрежная» с трансформаторами 2×16 МВА;
- ПС 110 кВ «Козьмодемьянск».

ПС напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2016 – 2020 годах:

- ПС 110 кВ «Ростов» (замена трансформатора 1×20 МВА на 1×25 МВА);
- ПС 110 кВ «Глебово» (установка трансформатора 1×16 МВА);
- ПС 110 кВ «Техникум» (замена трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на МВА);
- ПС 110 «Киноплёнка» (замена трансформатора 1×10 МВА на 1×16 МВА);
- ПС 110 кВ «Аббакумцево» (замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА);
- ПС 110 кВ «Переславль» (замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА);
- ПС 110 кВ «Устье» (замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×10 МВА);
- ПС 110 кВ «Любим» (замена отделителей с КЗ на выключатели);
- ПС 110 кВ «Путятино» (замена отделителей с КЗ на выключатели);
- ПС 110 кВ «Уткино» (замена отделителей с КЗ на выключатели).

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 01.01.2015 в энергосистеме Ярославской области действуют 5 электростанций установленной мощностью 1062,56 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, %
ТЭЦ – всего	586	52,5
Ярославская ТЭЦ-1	81	7,3
Ярославская ТЭЦ-2	245	21,9
Ярославская ТЭЦ-3	260	23,3
ГЭС – 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 году. 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 года), на которой установлено 2 водогрейных котла.

Котельное и турбинное оборудование находится в удовлетворительном состоянии. Однако значительная его 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 первом 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 втором этапе предусматривались 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 реконструкции Ярославской ТЭЦ-1 в полном объеме не реализован. В настоящее время на ТЭЦ-1 имеется 2 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 году. 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 245 МВт. В составе основного оборудования ТЭЦ-2 4 турбоагрегата.

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 году. В 1967 году закончен монтаж последнего шестого котла, в 1970 году – турбины № 6.

Ярославская ТЭЦ-3 расположена в южной части г. Ярославля и является основным источником электроснабжения крупнейшего в регионе НПЗ 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 три гидрогенератора мощностью по 55 МВт (годы ввода – 1941 – 1950), два по 63,2 МВт и один 65 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 мощностью не менее 5 МВт

Генерирующий источник		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 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.

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 1Г (выполнено в 2014 году) 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 2015 году составит 20 МВт.

Таблица 5

Перечень мероприятий по вводу новых объектов генерации
в Ярославской области в 2015 – 2020 годах

Генерирующий источник	Тип установки	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
ПГУ 450 МВт в районе Тенинской котельной	ПГУ – 450			450				502
ПГУ – ТЭС – 52 МВт в г. Тутаеве	ПГУ – 52	52						

Таблица 6

Сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования

№ п/п	Наименование мероприятия	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
1.	Ввод и модернизация генерирующего оборудования	52		460		10		522
2.	Демонтаж генерирующего оборудования							
3.	Прирост генерирующего оборудования	52		460		10		522

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2015 – 2020 годов составит 522 МВт, при этом демонтаж генерирующего оборудования не запланирован.

Таблица 7

Перечень мероприятий по вводу новых объектов генерации
в Ярославской области в 2015 – 2020 годах с учётом ПГУ-230 МВт,
объектов средней и малой когенерации

№ п/п	Генерирующий источник	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ПГУ 450 МВт в районе Тенинской котельной			450				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 – ТЭЦ – 230 МВт в г. Рыбинске			230				
	Всего	52	0	680	0	24	24	780

Таблица 8

**Сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования
с учётом объектов средней и малой когенерации, ПГУ – 230 МВт**

Наименование мероприятия	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	52		690		34	24	800
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования	52		690		34	24	800

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2015 – 2020 годов составит 800 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 ПАО «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 ПАО «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 ПАО «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 ПС 35 кВ, которые планируется построить в 2016 – 2020 годах:

- строительство ПС 35 кВ «Фабричная» с установкой трансформаторов 2 × 4 МВА и строительством заходов ВЛ 35 кВ;
- строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Урожай»

ВЛ 35 кВ и ПС 35 кВ, которые планируется реконструировать в 2016 – 2020 годах:

- реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов (2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов (2 × 10 МВА на 2 × 16 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Моделово» с заменой трансформаторов (2 × 6,3 МВА на 2 × 10 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с заменой трансформатора (2,5 МВА на 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Ватолино» с заменой трансформаторов (2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Кулаково» с заменой трансформаторов (2 × 2,5 МВА на 2 × 4 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Варегово» с заменой трансформаторов 10 кВ, 2,5 МВА и 1,6 МВА на 2 × 1,6 МВА и демонтаж трансформатора 6 кВ, 1,6 МВА с переводом потребителей на напряжение 35/10 кВ;
- реконструкция второй цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»;
- реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-2» со строительством участка ВЛ-35 кВ до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (АС-70, 2,64 км).

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

- АТ – автотрансформатор
- ВЛ – воздушная линия
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГЭС – гидроэлектростанция
- Ивановские ПГУ – филиал открытого акционерного общества «ИНТЕР
- РАО – Электрогенерация» – «Ивановские ПГУ»
- КЗ – короткозамыкатели
- КЛ – кабельная линия
- КС – компрессорная станция
- МРСК Центра – Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
- НПО – научно-производственное объединение
- ОАО – открытое акционерное общество
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПАО – публичное акционерное общество
- ПГУ – парогазовая установка
- ПС – подстанция
- РПО – Рыбинский участок управления высоковольтных сетей филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Ярэнерго»
- РУ – распределительное устройство
- СВМ – схемы выдачи мощности
- СТО – стандарт организации
- ТГК-2 – территориальная генерирующая компания № 2
- ТРК – телерадиокомпания
- ТЭС – тепловая электростанция
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
- ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
- ЯПО – Ярославский участок управления высоковольтных сетей филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Ярэнерго»