

ГУБЕРНАТОР ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

от 28.04.2020 № 98

г. Ярославль

О Программе развития
электроэнергетики Ярославской
области на 2021 – 2025 годы и
признании утратившим силу
указа Губернатора области от
29.04.2019 № 128

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики Ярославской области на 2021 – 2025 годы.

2. Признать утратившим силу указ Губернатора области от 29.04.2019 № 128 «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2020 – 2024 годы и признании утратившим силу указа Губернатора области от 28.04.2018 № 103» с 01.01.2021.

3. Контроль за исполнением указа возложить на заместителя Председателя Правительства области, курирующего вопросы строительства, развития жилищно-коммунального комплекса, энергосбережения, тарифного регулирования и дорожного хозяйства.

4. Указ вступает в силу с момента подписания.

Губернатор области

Д.Ю. Миронов

УТВЕРЖДЕНА
указом
Губернатора области
от 28.04.2020 № 98

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Ярославской области
на 2021 – 2025 годы

Паспорт Программы

Наименование Программы	Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2021 – 2025 годы
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 9 июня 2017 г. № 1209-р;- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;- схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 г. № 1634-р;- схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы»;- Стратегия социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, утвержденная постановлением Правительства области от 06.03.2014 № 188-п «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года»;- постановление Правительства области от 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, а также обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию 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	2021 – 2025 годы
Основные исполнители Программы	<ul style="list-style-type: none"> - субъекты электроэнергетики – 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 жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области; - органы местного самоуправления муниципальных образований Ярославской области
Объемы и источники финансирования Программы	финансирование Программы осуществляется в основном из внебюджетных источников
Система	контроль за исполнением Программы осуществляет

организации
контроля за
исполнением
Программы

Правительство области

Дополнительная
информация

Программа не относится к категории областных целевых программ и не создает расходных обязательств областного и местных бюджетов, заявленные мероприятия реализуются в рамках инвестиционных программ субъектов электроэнергетики (за счет внебюджетных источников финансирования)

I. Общая характеристика региона

1. Территориальная и административная характеристика региона.

Территория, занимаемая Ярославской областью, составляет 36,2 тысячи квадратных километров, численность населения (на 01.01.2019) – 1256,4 тысячи человек, в том числе городского – 1027,4 тысячи человек, сельского – 229 тысяч человек.

Административная характеристика муниципальных образований Ярославской области на 01 января 2019 года: 3 городских округа (г. Ярославль – областной центр, г. Рыбинск, г. Переславль-Залесский), 17 муниципальных районов, 10 городских поселений, 70 сельских поселений.

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

2. Транспортная характеристика региона.

Транспортная система Ярославской области имеет всероссийское и международное значение и включает в себя железнодорожные, автомобильные, водные, воздушные и трубопроводные транспортные потоки, обеспечивая возможность проведения смешанных перевозок.

По территории области проходят одна из ведущих железнодорожных магистралей – Северная железная дорога – филиал ОАО «РЖД», федеральные автомобильные дороги Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск и Москва – Ярославль – Кострома – Киров – Пермь – Екатеринбург, главная транспортная водная артерия европейской части Российской Федерации – р. Волга (340 км в пределах области), выполняющая важную экономическую и туристскую роль. В области имеются Рыбинский и Ярославский речные порты. В г. Ярославле расположен международный аэропорт «Туношна».

3. Ярославская область входит в число наиболее развитых в экономическом отношении регионов Российской Федерации. Доля Ярославской области в формировании совокупного валового регионального продукта Российской Федерации составляет около 2 процентов.

3.1. Промышленность.

В области насчитывается 368 промышленных предприятий.

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

Ярославская область вышла на пятое место в России по индексу промышленного производства в 2019 году. В промышленном секторе экономики области трудится 121 тыс. человек. Основными отраслями экономики остаются машиностроение, химия и нефтехимия, пищевая промышленность.

Предприятия области участвуют в межрегиональном сотрудничестве с 81 субъектом Российской Федерации, ведут внешнеэкономическую деятельность с партнерами из 92 стран мира.

Организациями, осуществляющими промышленные виды деятельности, производится около 31 процента объема товаров и услуг, производимых крупными и средними предприятиями области.

3.2. На долю машиностроения приходится 29 процентов объема реализации выпускаемой продукции. Отрасль специализируется на различных направлениях производства, среди которых особенно выделяется двигателестроение, представленное крупнейшими предприятиями как области, так и Российской Федерации: ПАО «НПО «Сатурн», ПАО «Автодизель», ПАО «Тутаевский моторный завод», АО «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.

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

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

3.5. Среди предприятий приборостроения особое место занимают АО «Рыбинский завод приборостроения», ОАО «Ростовский оптико-механический завод». Старейшим производителем дорожных машин является ОАО «Раскат».

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

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

- полиграфические машины, – ООО «Литекс».

3.7. Нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность.

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 (Ярославский шинный завод АО «Кордиант»), высококачественные лакокрасочные материалы (АО «Русские краски», АО «Объединение «Ярославские краски»), технический углерод (АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»), резинотехнические изделия (АО «Ярославль-Резинотехника», АО «Ярославский завод РТИ»), упаковочные материалы и другая продукция.

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

По территории области проходят несколько магистральных нефтепроводов.

3.8. Пищевая и перерабатывающая промышленность.

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 АО «Консервный завод «Поречский» (г. Ростов), ООО «РАМОЗ» и АО «Рыбинский комбинат хлебопродуктов» (г. Рыбинск), ООО «Ярославский комбинат молочных продуктов» (г. Ярославль). В г. Рыбинске выпускаются комбикорма (АО «Рыбинский комбикормовый завод»), в городах Ярославле, Угличе, Данилове – масло и сыр.

Одним из крупнейших производителей пива в Центральной России является филиал ООО «Пивоваренная компания «Балтика» – «Пивзавод «Ярпиво».

3.9. 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.

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

3.11. 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.

4. Источники выработки электрической энергии и природные ресурсы. Высокоразвитый в хозяйственном отношении регион потребляет

большое количество энергии и топлива. Основным источником выработки электроэнергии Ярославской области – природный газ, из собственных источников – гидроресурсы.

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

В регионе имеют распространение 11 видов полезных ископаемых, отнесенных к общераспространенным. Значительную часть в структуре запасов занимают песчано-гравийный материал и песок строительный.

II. Анализ состояния энергетики Ярославской области

1. Характеристика энергосистемы Ярославской области

1.1. Энергосистема Ярославской области включает в себя:

- три ТЭЦ, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, общей установленной мощностью 586 МВт, в том числе Ярославскую ТЭЦ-1 – 24,6 МВт, Ярославскую ТЭЦ-2 – 245 МВт, Ярославскую ТЭЦ-3 – 260 МВт;

- три ГЭС общей установленной мощностью на расчетный пропуск воды 486,56 МВт, в том числе Угличскую ГЭС – 120 МВт, Рыбинскую ГЭС – 366,4 МВт, Хоробровскую ГЭС – 0,16 МВт;

- одну ПГУ Ярославской ТЭС установленной мощностью 463,9 МВт;

- две блок-станции установленной мощностью 52 МВт (ПАО «НПО «Сатурн», АО «Ярославский технический углерод»);

- объекты электросетевого хозяйства, в том числе единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть напряжением 220 кВ, протяженностью 1344,44 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов 2167 МВА, территориальные распределительные электрические сети филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 4323,64 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 3248,8 МВА, распределительные электрические сети прочих собственников напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 26,5 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 1687,1 МВА.

1.2. Структура региональной электроэнергетики.

1.2.1. Поставки электроэнергии и мощности конечным потребителям на территории области осуществляют два гарантирующих поставщика (ПАО «ТНС энерго Ярославль», ООО «Русэнергобыт») и тринадцать независимых сбытовых компаний (ООО «МАРЭМ+», ООО «Русэнергоресурс», ООО «Центрэнерго», ООО «Каскад-Энергобыт», ООО «МагнитЭнерго», ООО «Транснефтьэнерго», ООО «РН-Энерго», ООО «Энергопромбыт»,

АО «Мосэнергосбыт», ООО «ЕЭС-Гарант», АО «Газпром энергосбыт», ООО «Трансэнергопром», ООО «Энергосистема»).

1.2.2. Услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям до конечных потребителей, включая филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», оказывают двадцать ТСО.

1.2.3. Генерацию энергосистемы Ярославской области представляют следующие предприятия: ПАО «ТГК-2», в которое входят Ярославская ТЭЦ-1, Ярославская ТЭЦ-2, Ярославская ТЭЦ-3, филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», включая Угличскую ГЭС, Рыбинскую ГЭС, ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ» – Ярославская ТЭС, блок-станции и энергоустановки, находящиеся в собственности промышленных предприятий (ПАО «НПО «Сатурн», АО «Ярославский технический углерод»).

2. Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области за период 2015 – 2019 годов

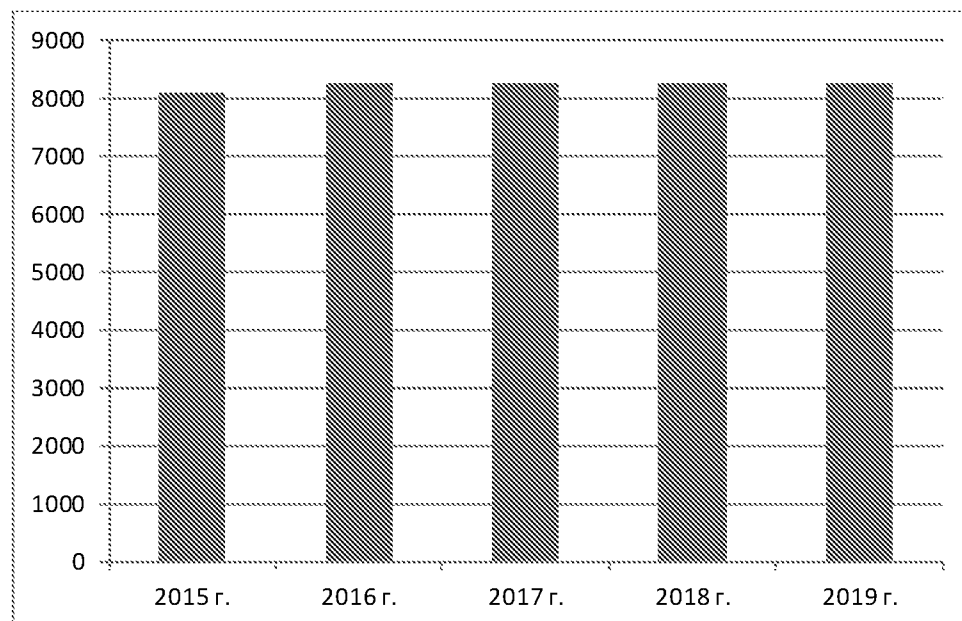
Таблица 1

Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области (данные официальной статистики)

Наименование показателя	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление	млн. кВт × ч	8098,7	8282,8	8271,1	8254,5	8283,0
Рост к предыдущему году	процентов	–	2,3	-0,1	-0,2	0,3
Рост к 2015 году	процентов		2,2	2,1	1,9	2,2

Диаграмма 1

Динамика изменения электропотребления за период 2015 – 2019 годов, млн. кВт × ч



3. Структура электропотребления Ярославской области

Основными потребителями электроэнергии в области являются промышленные предприятия. В результате реализации энергосберегающих мероприятий произошло снижение потерь электрической энергии в сетях территориальных сетевых организаций до 10 процентов.

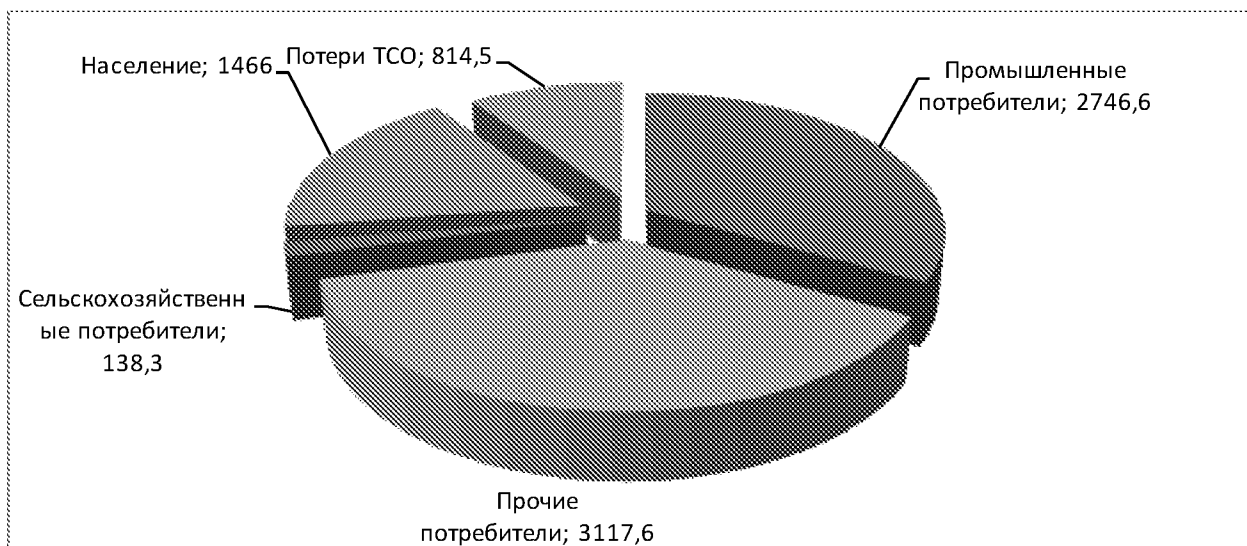
Таблица 2

Структура электропотребления в Ярославской области в 2019 году

Наименование сферы энергопотребления	Объем, млн. кВт × ч	Доля, процентов
Всего	8283	100
в том числе:		
Промышленные потребители	2746,6	33,2
Прочие потребители	3117,6	37,6
Сельскохозяйственные потребители	138,3	1,7
Население	1466	17,7
Потери территориальных сетевых организаций	814,5	9,8

Диаграмма 2

Структура потребления электроэнергии, млн. кВт × ч



4. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

Таблица 3

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование отрасли производства	Потребление электроэнергии, млн. кВт × ч				
			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ОАО «Славнефть-ЯНОС»	нефтеперерабатывающая промышленность	1141	1139	1178	1227	1120
2.	ОАО «РЖД»	железнодорожный транспорт	514	522	509	511	517
3.	ООО «Балтнефтепровод»	перекачка нефти	374	313	297	254	358
4.	ПАО «Автодизель»	машиностроение	161	165	154	165	156
5.	ООО «Севергазпром»	газораспределительный комплекс	166	114	155	168	144
6.	АО «Ярославский шинный завод»	химическая промышленность	104	103	106	103	103
7.	АО «Ярославский завод дизельной аппаратуры»	машиностроение	54	52	59	52	46

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

Таблица 4

Наименование показателя	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Валовой региональный продукт	млн. руб.	443054	472344	511137	560578	-
Численность населения	тыс. чел.	1271,9	1271,3	1268,2	1262,6	1256,4

Наименование показателя	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Энергоемкость	кг у. т./млн. руб.	2,63	2,54	2,56	2,33	-
Электроемкость	кВт × ч/млн. руб.	18,28	17,54	16,18	14,72	-
Потребление электроэнергии на душу населения	кВт × ч/ чел.	6368	6515	6522	6537	6593

6. Характеристика объектов электросетевого хозяйства на территории Ярославской области

Таблица 5

Установленная мощность автотрансформаторов и трансформаторов ПС 35 кВ и выше

Наименование объекта	Количество ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА
1	2	3
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:		
- 500 кВ	0	-
- 220 кВ	9	2167,0
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:		
- 110 кВ	64	2539
- 35 кВ	108	709,8
Объекты прочих собственников:		
- 110 кВ	24	1348,0
- 35 кВ	30	339,1
Всего по Ярославской области	235	7102,9

Таблица 6

Протяженность ВЛ энергосистемы Ярославской области

Наименование объекта	Протяженность ВЛ (в одноцепном исполнении), км
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:	

- 500 кВ	-
- 220 кВ	1344,44
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:	
- 110 кВ	1923,94
- 35 кВ	2399,7
Объекты прочих собственников:	
- 110 кВ	23,4
- 35 кВ	3,1
Всего по Ярославской области	5694,58

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 01.01.2020)

Протяженность по трассе, км				
ВЛ 110 кВ и выше	ВЛ 35 кВ	ВЛ 6 – 10 кВ	ВЛ 0,4 кВ	КЛ
1 071,66	2 067,75	13 101,97	13 843,81	4 199,92

Протяженность электрических сетей
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2015 – 2019 годов

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Протяженность ЛЭП, км	30 597,16	32 165,55	32 533,77	32 884,32	35 469,34
Темп прироста, процентов		5,1	1,1	1,1	7,9

Таблица 9

Динамика числа ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»
за период 2015 – 2019 годов

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Количество ПС, шт.	8 508	8 783	8 972	9 147	9 423
Темп прироста, процентов		3,2	2,2	2,0	3,0

Таблица 10

Количество УЕ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»
за период 2015 – 2019 годов

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Количество УЕ объема эксплуатационного обслуживания	133 814,59	138 148,54	139 627,24	141 011,45	141 008,11
Темп изменения, процентов		3,2	1,1	1,0	0,0

Данные о техническом состоянии силовых трансформаторов
электросетевых организаций (на 01.01.2020)

Класс напряжения	Количество, шт.	Мощность всего, тыс. кВА	Количество оборудования, проработавшего более 25 лет, шт.	Мощность оборудования, проработавшего более 25 лет, тыс. кВА	Количество оборудования, подлежащего замене по техническому состоянию, шт.	Мощность оборудования, подлежащего замене, тыс. кВА
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	10 632	2 048,7	5399	1 006,985	1 652	272,67
Трансформаторы 35 кВ	192	715,4	146	467,6	0	0
Трансформаторы 110 кВ	129	2 545,3	90	1 575,8	0	0
ОАО «РЖД»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	2	25	0	0	0	0
Трансформаторы 35 кВ	2	16	2	16	0	0
Трансформаторы 110 кВ	24	653	15	428	2	60
ПАО «ТГК-2»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	74	110,15	67	80,72	0	0
Трансформаторы 35 кВ	3	92,6	3	92,6	0	0
Трансформаторы 110 кВ	15	782	7	374	0	0

1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	21	11,16	17	9,1	0	0
Трансформаторы 35 кВ	-	-	-	-	0	0
Трансформаторы 110 кВ	2	80	2	80	0	0
Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ	19	2087	14	1179	0	0

Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС в 2016 году выполнены работы по реконструкции ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев», ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тверицкая» (заходы на Ярославскую ТЭС).

Общие сведения о ЛЭП и ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского 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 2021 – 2025 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Таблица 12

ВЛ 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, 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
6.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22

1	2	3	4	5
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.	«Трубеш – 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 ТЭС – Тверицкая»	220	АС-300	60,23
24.	«Ярославская ТЭС – Тутаев»	220	АС-300	18,31
25.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	220	АС-300	63,04
26.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	220	АСО-400	29,74

Таблица 13

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

№ 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	3 × 125

Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2019 году в Ярославской области проведены техническое перевооружение и реконструкция с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности на 2 ПС 110 кВ (увеличение мощности – 12 МВА) и на 1 ПС 35 кВ (увеличение мощности – 1,8 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 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2021 – 2025 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Таблица 14

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

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, 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» («Палкино-1»)	110	АС-185	23,3
4.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	23,3
5.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
6.	«Балакирево – Трубейж» («Переславская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
7.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
8.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	22,05
9.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	22,05
10.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	26,54
11.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
12.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
13.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62
14.	«Венера – Восточная I цепь с отпайками» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	13,15
15.	«Венера – Восточная II цепь с отпайками» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	13,15
16.	«Венера – Шестихино I цепь с отпайками» («Шестихинская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,18
17.	«Венера – Шестихино II цепь с отпайками» («Шестихинская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,18
18.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
19.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46

1	2	3	4	5
20.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,07
21.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,59
22.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
23.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
24.	«Данилов – Дружба» («Даниловская-2»)	110	АС-120	8,1
25.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,5
26.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
27.	«Данилов – Туфаново» («Даниловская-1»)	110	АС-120	27,2
28.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,71
29.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,71
30.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
31.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
32.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	22,57
33.	«Лютово – Нерехта-1» («Нерехта-1») (в границах области)	110	АС-120	21,49
34.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,1
35.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,1
36.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск» («Петровская-2»)	110	АС-120	51,74
37.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	25,96
38.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	47,69
39.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
40.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
41.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,72
42.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,72
43.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
44.	«ПГУ – ТЭС – Тугаев № 1»	110	АПВП2г	0,45
45.	«ПГУ – ТЭС – Тугаев № 2»	110	АПВП2г	0,45
46.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	13,38
47.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	13,38
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	42,64
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

1	2	3	4	5
59.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,2
60.	«Рыбинская ГЭС – Восточная I цепь с отпайками» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	19,35
61.	«Рыбинская ГЭС – Восточная II цепь с отпайками» («Щербаковская-2»)	110	АС-185, АС-150	19,35
62.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,2
63.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,2
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	29,82
67.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	110	АС-150	22,33
68.	«Трубеж – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	49,86
69.	«Трубеж – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
70.	«Трубеж – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	90,17
71.	«Тутаев – Восточная I цепь с отпайками» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	54,25
72.	«Тутаев – Восточная II цепь с отпайками» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	54,25
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	9,585
77.	«ТЭЦ-2 – Роща» («156»)	110	АС-185	0,63
78.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	8,36
79.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,46
80.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая I цепь с отпайками» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	27,62
81.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая II цепь с отпайками» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	27,62
82.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками I цепь» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,25
83.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками II цепь» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,25
84.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	14,725

1	2	3	4	5
85.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	10,4
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	18,77
88.	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Ярославская 1»)	110	2 × АС-150, АС-300	5,9
89.	«ТЭЦ-3 – Ярцево с отпайками II цепь» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	15,95
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	14,85
93.	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	29,81
94.	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	78,14
95.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	11,14
96.	«Ярославская – Ярцево I цепь с отпайками» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
97.	«Ярославская – Ярцево II цепь с отпайками» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
98.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,81
99.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2») (в границах области)	110	АС-150, АС-120	27,58
100.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	6

Таблица 15

ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»			
1.	«Аббакумцево»	110	16 + 16
2.	«Алтыново»	110	2 × 6,3
3.	«Борисоглеб»	110	16 + 10
4.	«Брагино»	110	2 × 40
5.	«Васильково»	110	2 × 6,3
6.	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
7.	«Веретье»	110	2 × 25
8.	«Волга»	110	5,6 + 6,3

1	2	3	4
9.	«Волжская»	110	2 × 40
10.	«Восточная»	110	2 × 25
11.	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
12.	«КС-18»	110	2 × 63
13.	«Глебово»	110	2 × 10
14.	«Депо»	110	3 × 16
15.	«Дружба»	110	2 × 16
16.	«Залесье»	110	16 + 10
17.	«Западная»	110	2 × 63
18.	«Институтская»	110	2 × 40
19.	«Кинопленка»	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
27.	«Некоуз»	110	2 × 6,3
28.	«Нила»	110	2 × 16
29.	«Новоселки»	110	25 + 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	2 × 25
47.	«Северная»	110	2 × 63
48.	«Селехово»	110	2 × 6,3
49.	«Судоверфь»	110	2 × 10
50.	«Техникум»	110	2 × 10
51.	«Тишино»	110	2 × 25

1	2	3	4
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	40 + 25
59.	«Шестихино»	110	2 × 10
60.	«Шурскол»	110	2 × 10
61.	«Южная» (Ростовский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 25
62.	«Южная» (Ярославский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 40
63.	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
64.	«Ярцево»	110	2 × 25
ПС ОАО «РЖД»			
65.	«Беклемишево»	110	2 × 25
66.	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
67.	«Коромыслово»	110	2 × 25
68.	«Любим»	110	2 × 25
69.	«Лютово»	110	2 × 25
70.	«Петровск»	110	40 + 25
71.	«Путятино»	110	10 + 25
72.	«Скалино»	110	2 × 40
73.	«Уткино»	110	25 + 20
74.	«Шушково»	110	20 + 25
75.	«Ярославль-Главный»	110	2 × 40
ПС ООО «Ярославль Энергосети»			
76.	«Роца»	110	2 × 32
77.	«Толга»	110	25 + 15
ПС ПАО «Славнефть-ЯНОС»			
78.	«ГПП-1»	110	2 × 40
79.	«ГПП-4»	110	2 × 40
80.	«ГПП-9»	110	2 × 40
ПС 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

1	2	3	4
88.	«Дубки»	110	40

Данные по вводу в эксплуатацию новых объектов и реконструкции существующих приведены в таблице 16.

Таблица 16

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Количество, ед./протяженность, км
1	2	3	4	5
I. Ввод ПС				
	ПС 110 кВ «Дубки»	2016	25	
II. Замена трансформаторов				
1.	ПС 35 кВ «Заозерье»	2015	1,6/2,5	1
2.	ПС 35 кВ «Глебово»	2015	2,5/4	1
3.	Рыбинская ГЭС	2015	2 × 3 × 46/2 × 80	2
4.	Рыбинская ГЭС	2016	2 × 3 × 23/2 × 80	2
5.	ПС 110 кВ «Глебово»	2016	10	1
6.	ПС 110 кВ «Любим»	2016	20/25	1
7.	ПС 110 кВ «Ростов»	2016	20/25	1
8.	ПС 35 кВ «Дорожаево»	2016	2 × 1,6/2 × 2,5	2
9.	ПС 35 кВ «Купань»	2017	2,5/4	1
10.	ПС 35 кВ «Моделово-2»	2017	2 × 6,3/2 × 10	2
11.	ПС 110 кВ «Любим»	2017	20/25	1
12.	ПС 110 кВ «Дубки»	2018	25/40	1
13.	Ярославская ТЭЦ-3	2018	60/80	1
14.	Ярославская ТЭЦ-2	2018	31,5/25	1
15.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	2018	10/16	1
16.	ПС 35 кВ «Ватолино»	2018	2 × 4/2 × 6,3	2
17.	ПС 35 кВ «Кулаково»	2018	2 × 2,5/2 × 4	2
18.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	2019	10/16	1
19.	ПС 110 кВ «Залесье»	2019	10/16	1
20.	ПС 35 кВ «Скоморохово»	2019	2 × 1,6/2 × 2,5	2
III. Ввод ВЛ				
1.	КВЛ 110 кВ «Ярославская – Дубки»	2016	-	5
2.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	2016	-	62,5
3.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тугаев»	2016	-	18,55
4.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	2016	-	29,94
5.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тверицкая»	2016	-	60,43
IV. Ввод выключателей				

1	2	3	4	5
1.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-3)	2015	-	11
2.	ЭГВ 220 кВ (Рыбинская ГЭС)	2015	-	2
3.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Алтыново»)	2015	-	5
4.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2015	-	1
5.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-3)	2016	-	4
6.	ЭГВ 220 кВ (Ярославская ТЭС)	2016	-	6
7.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Константиново»)	2016	-	1
8.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Ярославская»)	2016	-	1
9.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Дубки»)	2016	-	1
10.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Глебово»)	2016	-	1
11.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Алтыново»)	2016	-	1
12.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-2)	2017	-	1
13.	ЭГВ 220 кВ (Ярославская ТЭС)	2017	-	3
14.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Ярцево»)	2017	-	2
15.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Любим»)	2018	-	3
16.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Пушково»)	2018	-	1
17.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Коромыслово»)	2019	-	1
18.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-2)	2019	-	2
19.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Вега»)	2019	-	2

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

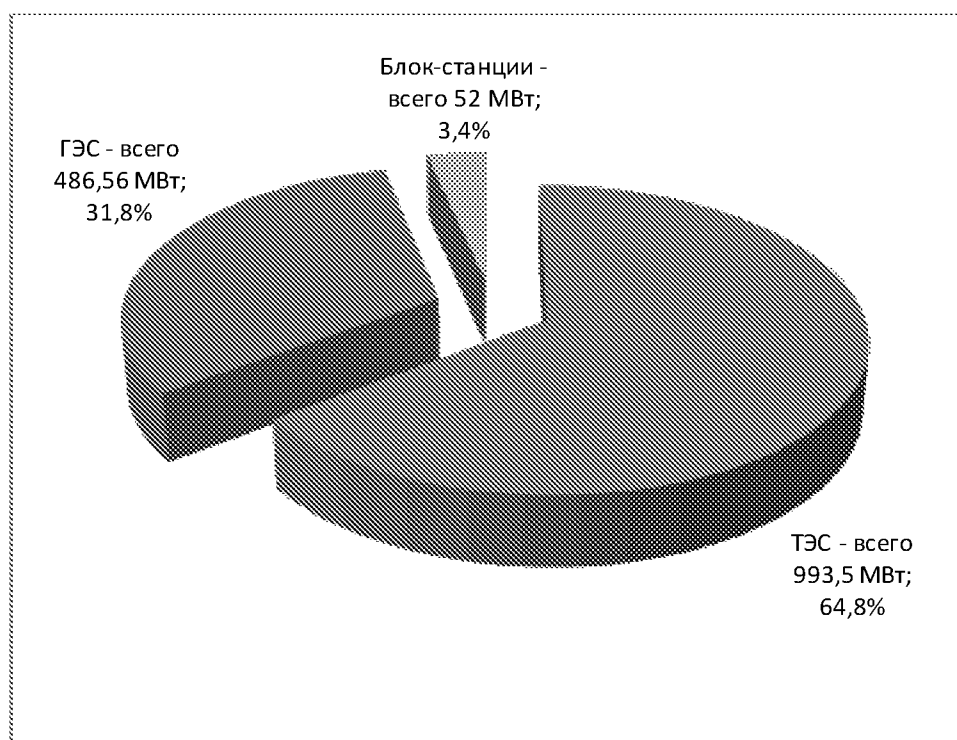
№ п/п	Наименование генерирующего источника	Ввод генерирующей мощности, МВт	Год ввода
1.	Ярославская ТЭС	463,9	2017
2.	Рыбинская ГЭС	10 (модернизация)	2018

Структура установленной мощности генерирующих объектов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1.	ТЭС – всего	993,5	64,8
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	24,6	1,6
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	245	16,0
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	260	17,0
1.4.	Ярославская ТЭС	463,9	30,3
2.	ГЭС – всего	486,56	31,8
2.1.	Угличская ГЭС	120	7,8
2.2.	Рыбинская ГЭС	366,4	23,9
2.3.	Хоробровская ГЭС	0,16	0,0
3.	Блок-станции – всего	52	3,4
3.1.	АО «Ярославский технический углерод»	24	1,6
3.2.	ПАО «НПО «Сатурн»	28	1,8
	Всего	1532,06	100

Диаграмма 3

Структура установленной мощности генерирующих объектов



8. Состав оборудования электростанций

В таблице 19 приведен состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Таблица 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
ПАО «ТГК-2»			
Ярославская ТЭЦ-1			24,6
	3	ПТ-14,5-90/10М	14,3
	7	ПТ-10,41/90-8,8/1,0	10,3
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

1	2	3	4
ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»			
Ярославская ТЭС			463,9
	1	ГТЭ-160	156,2
	2	ГТЭ-160	157,7
	3	LN150-7,6/0,84/0,4	150,0
Филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»			
Рыбинская ГЭС			366,4
	1	ПЛ20-В-900	65
	2	ПЛ20-В-900	65
	3	К-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 Каплана	65
Хоробровская ГЭС			0,16
	1	ОВ16-110МБК	0,08
	2	ОВ16-110МБК	0,08
ПАО «ОДК-Сатурн»			
ТЭЦ			16
	1	Р-6-35/10М-1	6
	2	ГТД-6РМ	6
	3	АР-4-6	4
ГТЭС			12
	1	ГТД-6РМ	6
	2	ГТД-6РМ	6
АО «Ярославский технический углерод»			
ТЭЦ			24
	1	ЕК49/8/14,5	8
	2	ЕК49/8/14,5	8
	3	ТГ-8,0/6,3К2,2	8

9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций
и видам собственности

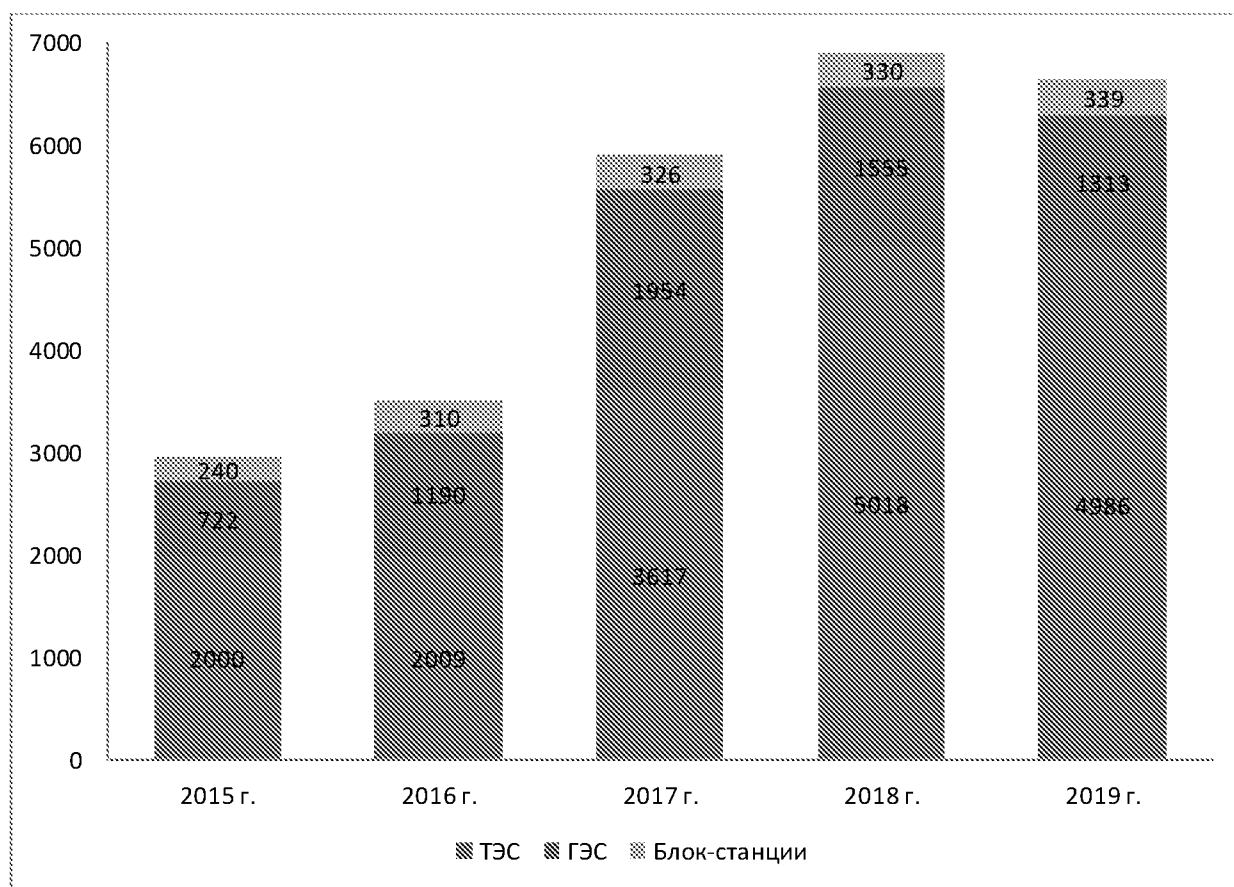
Таблица 20

№ п/п	Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт × ч				
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	Всего по энергосистеме в том числе:	2962	3509	5897	6903	6638
1.	ТЭС	2000	2009	3617	5018	4986*
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	243	268	238	250	213
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	794	852	812	770	659

1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	963	889	915	943	916
1.4.	Ярославская ТЭС	-	-	1652	3055	3165
2.	ГЭС	722	1190	1954	1555	1313
2.1.	Рыбинская ГЭС	582	952	1574	1321	1083
2.2.	Угличская ГЭС	140	238	380	234	230
3.	Блок-станции – всего в том числе:	240	310	326	330	339
3.1.	ПАО «НПО «Сатурн»	128	155	175	169	165
3.2.	АО «Ярославский технический углерод»	112	155	151	161	174

* Учтена выработка Тутаевской ПГУ 33 млн. кВт × ч при осуществлении ПНР.

Структура выработки электроэнергии за отчетный период
2015 – 2019 годов, млн. кВт × ч



10. Балансы электроэнергии (мощности) за период 2015 – 2019 годов

Баланс электроэнергии в Ярославской области обеспечивается за счет собственной выработки электроэнергии электростанций, ТЭЦ и ГЭС, которая составила в 2019 году 80 процентов энергопотребления, и сальдированного перетока электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности.

Таблица 21

Баланс мощности энергосистемы Ярославской области за 2015 – 2019 годы

Наименование показателя	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум нагрузки	МВт	1348	1368	1408	1373	1362
Генерация ТЭС	МВт	471	384	463	941	934
Генерация ГЭС	МВт	89	251	284	273	155
Сальдопереток	МВт	788	733	661	159	273

Динамика изменения максимума нагрузки и генерации
за период 2015 – 2019 годов, МВт

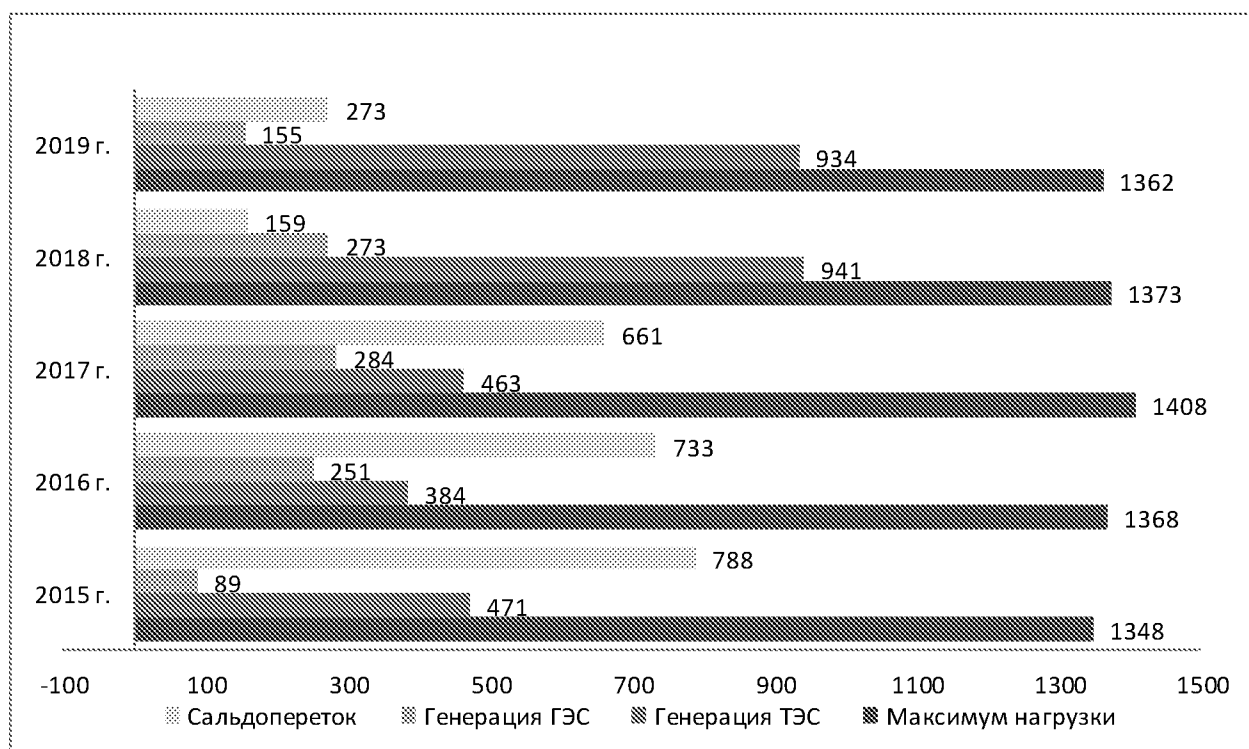


Таблица 22

Баланс электроэнергии энергосистемы Ярославской области
за 2015 – 2019 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Фактическое значение				
			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Потребление электроэнергии	млн. кВт × ч	8099	8283	8271	8254	8283
2.	Выработка электроэнергии – всего	млн. кВт × ч	2962	3509	5897	6903	6638
	в том числе:						
2.1.	ТЭС (вместе с блоками)	млн. кВт × ч	2240	2319	3943	5348	5325
2.2.	ГЭС	млн. кВт × ч	722	1190	1954	1555	1313
3.	Сальдопереток	млн. кВт × ч	5137	4774	2374	1351	1645

Энергосистема Ярославской области является дефицитной по мощности и 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, служат для покрытия дефицита мощности энергосистемы Ярославской области, связывают все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На этом напряжении осуществляется связь Ярославской энергосистемы с другими энергосистемами: Костромской (ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», «Мотордеталь – Тверицкая»), Московской (2 ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря»), Владимирской (ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеш»), Вологодской (ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашексинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашексинская», «Пошехонье – Вологда», «Пошехонье – Ростилово»), Ивановской (две 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 – 1344,44 километра.

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

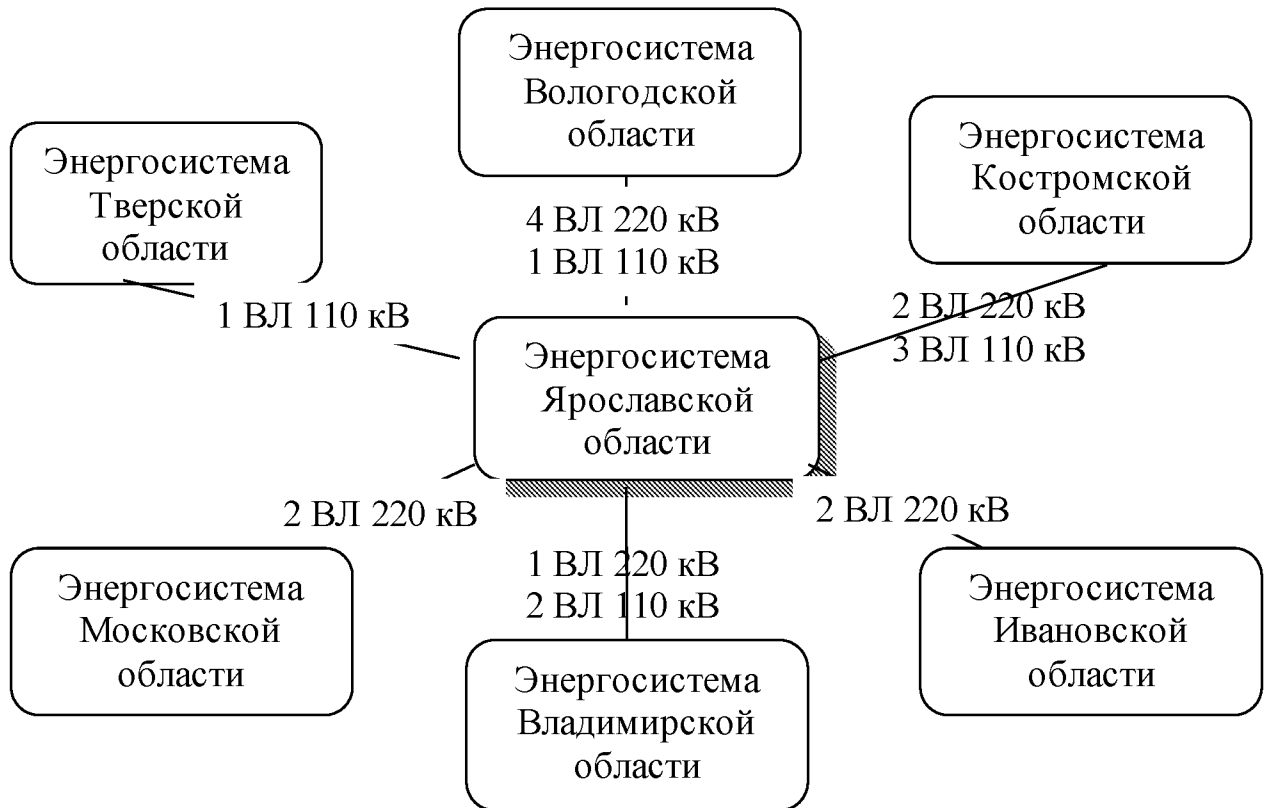
Все находящиеся на территории энергосистемы Ярославской области электросетевые объекты напряжением 220 кВ являются объектами Единой национальной энергетической системы, а их эксплуатация осуществляется филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС.

В энергосистеме Ярославской области в эксплуатации находятся 88 ПС 110 кВ установленной мощностью 3887 МВА и 138 ПС 35 кВ установленной мощностью 1048,9 МВА.

Протяженность ЛЭП 110 кВ – 1947,34 километра, ЛЭП 35 кВ – 2402,8 километра.

12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области

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 «Лютово – Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Ярцево – Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Халдеево – Буй»;
- с энергосистемой Ивановской области – 220 кВ: КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро I цепь», КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро II цепь»;
- с энергосистемой Владимирской области:
 - 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеж»;
 - 110 кВ: ВЛ 110 кВ «ВЛ 110 кВ Балакирево – Переславль», ВЛ 110 кВ «Балакирево – Трубеж»;
- с энергосистемой Московской области – 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря I цепь», ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря II цепь»;
- с энергосистемой Тверской области – 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Пищалкино – Бежецк с отпайкой на ПС Красный Холм»;
- с энергосистемой Вологодской области:

220 кВ: ВЛ 220 кВ «Белозерская – 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 (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское».

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

1. Основные проблемы энергосистемы Ярославской области в настоящее время:

- физическое и моральное старение оборудования ПС и ЛЭП;
- физическое и моральное старение оборудования электростанций;
- недостаточная пропускная способность распределительных электрических сетей, приводящая к снижению надежности электроснабжения потребителей.

2. Характеристика состояния энергосистем региона.

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Угличская ГЭС – Заря I цепь», «Угличская ГЭС – Заря II цепь», по которым осуществляется транзит мощности из Вологодской энергосистемы в Московскую.

Наиболее загруженные ВЛ 110 кВ: «ТЭЦ-2 – Тутаев I цепь с отпайками», «ТЭЦ-2 – Тутаев II цепь с отпайками», «ТЭЦ-3 – Ярославская». Загрузка ВЛ 110 кВ в настоящее время не превышает допустимых значений в нормальной схеме.

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 имеют срок эксплуатации свыше 40 лет, 73 процента автотрансформаторов 220 кВ имеют срок эксплуатации более 25 лет. В сети 110 кВ 65 процентов трансформаторов класса напряжения 110 кВ имеют срок эксплуатации более 25 лет.

С целью уменьшения количества ПС, имеющих ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности, филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2019 году выполнены мероприятия по замене силовых трансформаторов:

- Т-1 (10 МВА на 16 МВА) ПС 110 кВ «Аббакумцево»;
- Т-1 (10 МВА на 16 МВА) ПС 110 кВ «Залесье»;
- Т-1, Т-2 (1,6 МВА на 2,5 МВА) ПС 35 кВ «Скоморохово».

Анализ результатов замера максимума нагрузки за 2015 – 2019 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.

Определение резерва или дефицита мощности центра питания проводится с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в аварийных режимах.

Уточненный перечень центров питания с ограничениями технологического присоединения дополнительной мощности на 01.01.2020 приведен в таблице 23 (без учета действующих договоров на технологическое присоединение потребителей).

Таблица 23

ПС, имеющие ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности (с учётом перераспределения нагрузки на другие центры питания)

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Мощность перегружаемого трансформатора	Максимальная нагрузка, МВА	Дата и время замера	Коэффициент загрузки трансформаторов в полуавтоматическом режиме ВН/НН, о.е.	Величина перераспределённой мощности, МВА
1.	ПС 110 кВ «Залесье»	10	12,54	19.12.18 16-00	1,31	-
2.	ПС 110 кВ «Толга»	15	24,88	19.12.18 9-00	1,65	-

3. Мероприятия, проведение которых обусловлено необходимостью организации устойчивой работы энергетических систем.

В области развития распределительных сетей необходима реализация мероприятий по реконструкции и развитию электрических сетей, предусмотренных Схемой развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2021 – 2025 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, в том числе замена существующих трансформаторов на более мощные.

4. Распределительные электрические сети 0,4 – 10 кВ.

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 0,25 процента электрических сетей 0,4 – 10 кВ от общего количества является бесхозными.

Органами местного самоуправления и ТСО на постоянной основе проводятся мероприятия по выявлению электросетевых объектов, обладающих признаками бесхозного имущества (бесконтрольно функционирующих).

Так в 2019 году филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» выявлено и поставлено на баланс 143 объекта: 27,9 км ВЛ/КЛ 0,4-10 кВ, 11 ТП общей мощностью 6,35 МВА.

АО «Ярославская электросетевая компания» в 2019 году выявлено и поставлено на баланс 2 электросетевых объекта.

На территории области имеется 593 социально значимых объекта, 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 значительные резервы.

Приоритетные задачи усовершенствования электросетевого комплекса 0,4 – 10 кВ:

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

5. Консолидация электросетевых активов Ярославской области.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей, улучшения качества оказания услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению в Ярославской области реализуются мероприятия по консолидации электросетевых активов Ярославской области.

Электросетевой комплекс Ярославской области представлен недвижимым и движимым имуществом, участвующим в передаче электрической энергии и технологическом присоединении потребителей: воздушными и кабельными линиями электропередач (ВЛ, КЛ), ТП (ЗТП, КТП), иным электросетевым оборудованием различных форм собственности.

Данное оборудование включает в себя:

- электросетевое имущество, принадлежащее филиалу ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» на праве собственности;
- электросетевое имущество 19 ТСО, оказывающих услуги по передаче электроэнергии на территории Ярославской области, в том числе электросетевые активы муниципальной и региональной формы собственности, переданные во владение (пользование) ТСО;
- электросетевое имущество, находящееся в муниципальной собственности;

- электросетевые активы, не закрепленные для обслуживания за действующими ТСО;
- бесконтрольно функционирующие объекты электросетевого имущества (бесхозные электросетевые объекты) – объекты инженерной инфраструктуры, построенные и не эксплуатируемые собственниками;
- электросетевое имущество третьих лиц – предприятий и организаций различной формы собственности, некоммерческих организаций (СНТ), индивидуальных предпринимателей, физических лиц, в том числе электросетевые активы лиц, утративших статус ТСО.

Результатами реализации мероприятий, направленных на консолидацию электросетевых активов Ярославской области, являются:

- обеспечение надежности и качества обслуживания потребителей;
- внедрение единой технической политики, повышение устойчивости энергосистемы, формирование единых правил управления от генерации до потребителей, снижение аварийности;
- формирование единого центра ответственности, сокращение сроков ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, сроков технологического присоединения потребителей;
- развитие электросетевого комплекса и инфраструктуры региона;
- оперативность и достоверность формирования объема услуг по передаче электроэнергии, снижение объемов неучтенного потребления электроэнергии.

IV. Основные направления развития электроэнергетики Ярославской области

1. Цели и задачи развития электроэнергетики Ярославской области

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

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, отвечающей основным задачам концепции социально-экономического развития России, намечен и успешно реализуется комплекс мероприятий, направленных на развитие топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

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

Для уменьшения дефицита мощности планируется реализация ряда инвестиционных проектов строительства новых и реконструкции существующих генерирующих объектов, в том числе объектов когенерационной энергетики.

Реализация Программы в части развития электросетевого комплекса предполагает капитальное строительство и реконструкцию с увеличением пропускной способности 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:

- строительство одной ПС 110 кВ с приростом установленной мощности 50 МВА;
- проведение модернизации и реконструкции действующих ПС 110 кВ с суммарным приростом установленной мощности 51 МВА;
- строительство ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 8 километров;
- реконструкция ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 4,03 километра;
- реконструкция действующего генерирующего оборудования на Рыбинской ГЭС с заменой гидроагрегатов 55 МВт гидроагрегатами 65 МВт с увеличением к 2025 году генерирующей электрической мощности на 20 МВт.

2. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области

Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области, сформированный на основании данных системного оператора, с учетом прогнозных балансов по Единой национальной энергетической системе, с учетом имеющихся данных по итогам 2019 года, приведен в таблице 24.

Таблица 24

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Электропотребление, млн. кВт × ч	8283	8331	8360	8378	8391	8443	8467
годовой темп прироста, процентов	-	0,6	0,3	0,2	0,2	0,6	0,3
Максимальная мощность, МВт	1362	1409	1417	1420	1422	1427	1435
годовой темп прироста, процентов	-	3,5	0,6	0,2	0,1	0,4	0,6

При разработке прогноза спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области учитывалось проведение

электросетевыми организациями и потребителями мероприятий по повышению эффективности использования электроэнергии.

3. Детализация электропотребления по отдельным частям энергосистемы Ярославской области

Прогноз потребления мощности с разбивкой по основным энергорайонам Ярославской области, с учетом имеющихся данных по итогам 2019 года, представлен в таблице 25.

Таблица 25

Наименование энергорайона	Единица измерения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Ярославский энергорайон	МВт	844	876	883	885	886	889	894
	процентов	62	62,2	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Рыбинский энергорайон	МВт	286	293	292	290	290	291	293
	процентов	21	20,8	20,6	20,4	20,4	20,4	20,4
Ростовский энергорайон	МВт	232	240	242	246	246	247	248
	процентов	17	17	17,1	17,3	17,3	17,3	17,3
Всего по энергосистеме	МВт	1362	1409	1417	1420	1422	1427	1435

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

В энергосистеме Ярославской области в период до 2025 года в соответствии с СиПР ЕЭС России ввод нового генерирующего оборудования не запланирован.

В настоящее время выполняется реконструкция Рыбинской ГЭС, предусматривающая:

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

- замену групп 1Т (выполнено в 2014 году) и 2Т (выполнено в 2015 году) 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 (выполнено в 2016 году);

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

- 2Г – реконструирован в 2014 году;

- 1Г – реконструирован в 2018 году;
- 3Г – окончание реконструкции в 2020 году;
- 5Г – окончание реконструкции в 2022 году.

Увеличение генерирующей мощности на Рыбинской ГЭС к 2025 году по отношению к 2019 году составит 20 МВт.

В 2017 году введена в эксплуатацию Ярославская ТЭС установленной мощностью 463,9 МВт.

В 2020 году планируется ввод в эксплуатацию Тутаевской ПГУ мощностью 52 МВт в рамках реализации мероприятий по развитию когенерационной энергетики. Проект реализует АО «Тутаевская ПГУ», генеральным подрядчиком является АО «ОДК-Газовые турбины».

На 01.01.2020 на Ярославской ТЭЦ-1 выведены из эксплуатации ТГ4 и ТГ6 установленной мощностью 25 МВт и 6 МВт соответственно. Выполнена перемаркировка ТГ3 с 25 МВт на 14,3 МВт, ТГ7 с 25 МВт на 10,3 МВт.

В таблице 26 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования согласно СиПР ЕЭС России.

Таблица 26

Наименование мероприятия	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	10	-	10	-	-	-	20
Демонтаж генерирующего оборудования	-	-	-	-	-	-	-
Прирост генерирующего оборудования	10	-	10	-	-	-	20

Всего в период 2020 – 2025 годов увеличение установленной мощности по энергосистеме Ярославской области согласно СиПР ЕЭС России составит 20 МВт.

В таблице 27 приведены данные по намечаемому вводу генерирующих мощностей по Ярославской области на период до 2025 года с учетом объектов средней когенерации.

Таблица 27

Перечень мероприятий по вводу в эксплуатацию новых объектов генерации в Ярославской области в период 2020 – 2025 годов с учетом объектов средней когенерации

Генерирующий источник	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Тутаевская ПГУ	52	-	-	-	-	-

В таблице 28 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования с учетом объектов средней когенерации.

Наименование мероприятия	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	62	-	10				72
Демонтаж генерирующего оборудования	-	-	-	-	-	-	-
Прирост генерирующего оборудования	62	-	10				72

Всего увеличение установленной мощности в энергосистеме в период 2020 – 2025 годов составит 72 МВт.

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

В таблице 29 приведен прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ярославской области на период 2020 – 2025 годов, разработанный по прогнозным данным системного оператора (согласно СиПР ЕЭС России).

Таблица 29

Энергосистема Ярославской области	2019 г. (факт)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребность (электропотребление), млн. кВт × ч	8283	8331	8360	8378	8391	8443	8467
Сальдопереток	1645	1721	1659	1529	1286	1372	1081
Покрытие (производство электроэнергии)	6638	6610	6701	6849	7105	7071	7386
в том числе:							
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1313	1222	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	5325	5388	5515	5663	5919	5885	6200
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-	-
Потребность (собственный максимум), МВт	1362	1409	1417	1420	1422	1427	1435
Покрытие (установленная)	1532,1	1542,1	1542,1	1552,1	1552,1	1552,1	1552,1

1	2	3	4	5	6	7	8
МОЩНОСТЬ)							
в том числе:							
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	486,6	496,6	496,6	506,6	506,6	506,6	506,6
ТЭС	1045,5	1045,5	1045,5	1045,5	1045,5	1045,5	1045,5
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-	-

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности с учетом ввода объектов когенерации представлен в таблице 30.

Энергосистема Ярославской области	2019 г. (факт)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Потребность (электропотребление), млн. кВт × ч	8283	8331	8360	8378	8391	8443	8467
Сальдопереток	1622	1409	1347	1217	974	1060	769
Покрытие (производство электроэнергии)	6661	6922	7013	7161	7417	7383	7698
в том числе:							
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1313	1222	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	5348	5700	5827	5975	6231	6197	6512
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-	-
Потребность (собственный максимум), МВт	1362,0	1409,0	1417,0	1420,0	1422,0	1427,0	1435,0
Покрытие (установленная мощность)	1532,1	1594,1	1594,1	1604,1	1604,1	1604,1	1604,1
в том числе:							
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	486,6	496,6	496,6	506,6	506,6	506,6	506,6
ТЭС	1045,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-	-

6. Развитие электросетевого комплекса Ярославской области

6.1. 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 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2021 – 2025 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, 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 нацелены на:

- повышение пропускной способности сетей;
- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- обеспечение выдачи электроэнергии и мощности новых объектов генерации, в том числе объектов когенерации, в Ярославскую энергосистему;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

Значительный объем электросетевого строительства, предусмотренного Схемой развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2020 – 2025 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ и ПС, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

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

Планируемые сводные показатели объемов электросетевого строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ на период 2021 – 2025 годов на основании балансов электрической мощности, представленных в СиПР ЕЭС России, приведены в таблице 31.

Таблица 31

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2020 – 2025 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
1.	220 кВ в том числе:	-	1/0
1.1.	Новое строительство	-	-
1.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	-	1/0
2.	110 кВ в том числе:	12,03	6/81
2.1.	Новое строительство	8	1/50
2.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	4,03	5/31
3.	35 кВ	-	-

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2020 – 2025 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
	в том числе:		
3.1.	Новое строительство	-	-
3.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	-	-
	Итого	12,03	7/81

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов Ярославской области в 2020 – 2025 годах, связанных с развитием электрической сети, определен на основании балансов электрической мощности согласно СиПР ЕЭС России (балансы приведены в таблице 29), представлен в таблице 32.

Таблица 32

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2020 – 2025 годах, связанных с развитием электрической сети для варианта развития на основании СиПР ЕЭС России

Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Обоснование
	МВА	км	год начала	год окончания	
1	2	3	4	5	6
I. Новое строительство					
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»					
Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»), ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская») до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	-	8	2020	2021	технологическое присоединение (договор от 02.06.2016 № 40767108/ТП-16 МВт ОАО «РЖД»)
2. ОАО «РЖД»					
Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	2 × 25	-	2020	2021	увеличение пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов (технологическое присоединение, договор от 02.06.2016 № 40767108/ТП-16)
II. Техническое перевооружение и реконструкция					
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»					

1	2	3	4	5	6
Реконструкция ПС 110 кВ «Залесье» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА	1 × 16		2020	2020	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
2. ООО «Ярославль Энергосети»					
Реконструкция ПС 110 кВ «Толга» с заменой трансформатора Т-1 15 МВА на 25 МВА	1 × 25		2023	2023	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов Ярославской области в 2020 – 2025 годах, не связанных с развитием электрической сети, представлен в таблице 33.

Таблица 33

Перечень основных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2020 – 2025 годах, не связанных с развитием электрической сети

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания	
1	2	3	4	5	6	7
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»						
1.1.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)		4,03	2022	2022	техническое состояние
1.2.	Внедрение			2021	2022	переход и масштабное

1	2	3	4	5	6	7
	технологий цифровой ПС при реконструкции ПС 110 кВ «Аббакумцево»					внедрение цифровых ПС класса напряжения 35 – 110кВ
2. ОАО «РЖД»						
2.1.	Реконструкция ПС 110 кВ «Путятино» с заменой трансформатора 10 МВА на трансформатор 25 МВА	1 × 25		2022	2023	техническое состояние
2.2.	Реконструкция ПС 110 кВ «Данилов» с заменой трансформаторов 2 × 40 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	2 × 40		2020	2021	техническое состояние
2.3.	Реконструкция ПС 110 кВ «Скалино» с заменой трансформаторов 2 × 40 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	2 × 40		2020	2021	техническое состояние
3. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС						
	Реконструкция ПС 220 кВ «Ярославская» с заменой автотрансформатора 125 МВА на автотрансформатор 125 МВА	1 × 125		2023	2023	техническое состояние (согласно СиПР ЕЭС России)

Перечень мероприятий филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» по замене выключателей и грозотроса ВЛ, связанных с техническим состоянием оборудования, с учетом корректировки мероприятий на 2020 год, представлен в таблице 34.

Таблица 34

Перечень мероприятий филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»
по замене выключателей и грозотроса ВЛ

№ п/п	Наименование объекта	Сроки реконструкции	Количество, ед./протя-	Обоснование
-------	----------------------	---------------------	------------------------	-------------

		год начала	год окончания	женность, км	
1	2	3	4	5	6
I. Замена выключателей					
1.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Приволжская»	2016	2025	6	техническое состояние
2.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Ростов»	2025	2026	7	техническое состояние
3.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Шестихино»	2026	2026	6	техническое состояние
4.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «НПЗ»	2025	2025	2	техническое состояние
5.	ВВ 35 кВ ПС 110 кВ Аббакумцево	2022	2022	7	техническое состояние
6.	ВМТ 110 кВ ПС 110 кВ «Роща»	2020	2021	1	техническое состояние
II. Замена грозотроса ВЛ					
1.	ВЛ 110 кВ «Правдино», «Пищалкинская»	2020	2025	7,027	техническое состояние
2.	ВЛ 110 кВ «Невская»	2020	2025	6,3	техническое состояние
3.	ВЛ 110 кВ «Перекопская»	2020	2025	5,023	техническое состояние

Обоснования реконструкции электросетевых объектов энергосистемы Ярославской области, представленных в таблицах 32 и 33, приведены в пунктах 6.1 – 6.8 данного подраздела.

6.2. Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» (в соответствии с подразделами 1, 2 раздела I таблицы 32).

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

В соответствии с техническими условиями предусматривается:

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

- строительство новой двухцепной отпайной ВЛ 110 кВ ориентировочной длиной 8000 метров от опор № 186 и № 187 ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1») и ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская») до линейного портала ОРУ 110 кВ вновь сооружаемой тяговой ПС 110/10/6/3,3 кВ.

6.3. Реконструкция ПС 110 кВ «Залесье» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА (в соответствии с подразделом 1 раздела II таблицы 32).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 «Залесье» по итогам замеров, проведенных 19.12.2018, составила 12,54 МВА. Возможность

перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов перегрузка второго, оставшегося в работе, трансформатора составит 131 процент от его номинального уровня, что значительно превышает допустимые уровни нагрузки.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА.

6.4. Реконструкция ПС 110 кВ «Толга» с заменой трансформатора Т2 15 МВА на трансформатор 25 МВА (в соответствии с подразделом 2 раздела II таблицы 32).

Фактическая максимальная нагрузка ПС по итогам замеров, проведенных 19.12.2018, составила 24,88 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

В случае аварийного отключения трансформатора Т1 перегрузка второго, оставшегося в работе, трансформатора Т2 составит 165 процентов от его номинального уровня, что значительно превышает допустимые уровни нагрузки.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформатора Т2 15 МВА на трансформатор 25 МВА.

6.5. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная») (в соответствии с пунктом 1.1 раздела 1 таблицы 33).

Реконструкции подлежит участок ВЛ 110 кВ от опоры № 20 до опоры № 45. Данные линии являются связующими между ТЭЦ-2 и ПС 110 кВ «Северная», питающей центральную часть г. Ярославля.

За прошедший период на данной ВЛ 110 кВ имел место ряд серьезных технологических нарушений электроснабжения потребителей г. Ярославля, связанных с ее физическим и моральным износом. После аварии, произошедшей 18.04.2018, филиалу было предписано в 2021 и 2022 годах выполнить реконструкцию данной ВЛ 110 кВ.

В настоящее время разработан проект реконструкции ВЛ, проектно-сметная документация утверждена приказом филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» № 752-ЯР от 15.11.2017.

Проектом предусматривается демонтаж существующих металлических опор и фундаментов, замена всех металлических опор, провода, грозозащитного троса, изоляторов, арматуры на участках ВЛ:

- в пролетах опор от № 19 до № 28 (протяженностью 1,54 км);
- в пролетах опор от № 30 до № 44 (протяженностью 2,44 км);
- в пролете от опоры № 45 до портала ПС (протяженность 0,05 км).

Реконструкция ВЛ 110 кВ позволит снизить аварийность и затраты на ее эксплуатацию.

6.6. Реконструкция ПС 110 кВ «Путятино» с заменой трансформатора 10 МВА на трансформатор 25 МВА (в соответствии с пунктом 2.1 раздела 2 таблицы 33).

Замене подлежит выработавший нормативный срок службы трансформатор Т-1 в соответствии с инвестиционной программой ОАО «РЖД».

6.7. Реконструкция ПС 110 кВ «Данилов» с заменой трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы 2×40 МВА (в соответствии с пунктом 2.2 раздела 2 таблицы 33).

Замене подлежат выработавшие нормативный срок службы трансформаторы Т-3, Т-4 в соответствии с инвестиционной программой ОАО «РЖД».

6.8. Реконструкция ПС 110 кВ «Скалино» с заменой трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы 2×40 МВА (в соответствии с пунктом 2.3 раздела 2 таблицы 33).

Замене подлежат выработавшие нормативный срок службы трансформаторы Т-1, Т-2 в соответствии с инвестиционной программой ОАО «РЖД».

7. Анализ аварийности

Данные по аварийности на объектах электросетевого хозяйства 110 кВ и выше приведены в таблицах 35 и 36.

Таблица 35

Компания	Год Месяц	Количество аварий												
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого за период
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС	2017	1	2	1	2	1	1	4	0	0	0	0	3	15
	2018	1	0	1	0	7	4	0	1	0	0	0	0	14
	2019	2	0	0	0	2	1	3	1	1	1	0	1	12
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2017	0	4	1	2	4	5	11	6	3	3	0	1	40
	2018	0	0	2	3	7	6	4	6	1	2	0	3	34
	2019	1	0	2	4	4	7	11	4	2	1	2	1	39
Ярославская дистанция электроснабжения Северной железной дороги Филиала ОАО «РЖД»	2017	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	3
	2018	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	4
	2019	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	3
АО «Электросети ЯГК»	2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2018	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	2
	2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Итого	2017	1	5	2	5	5	6	16	6	4	3	0	4	57
	2018	1	0	3	4	16	10	4	7	1	2	2	4	54
	2019	3	0	3	4	6	9	14	6	3	3	2	2	55

Таблица 36

Классификация аварий по видам оборудования на объектах электросетевого хозяйства 110 кВ и выше

Компания	Год	Классификационные признаки видов оборудования							
		синхронные компенсаторы	здания и сооружения	ЛЭП 110 кВ и выше	оборудование 110 кВ и выше	трансформаторы (автотрансформаторы) и шунтирующие реакторы 110 кВ	устройства релейной защиты, противаварийной и режимной автоматики	средства диспетчерского и технологического управления	Системы управления энергетическим
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Филиал ПАО «ФСК	2017			9	3	2	1		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЕЭС» – Валдайское ПМЭС	2018			11	2		1		
	2019			8			3		
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2017			35	1		2	1	
	2018			27	2	1		2	
	2019			35	1		4	1	
Ярославская дистанция электроснабжения Северной железной дороги Филиала ОАО «РЖД»	2017				3				
	2018				4				
	2019				2		1		
АО «Электросети ЯГК»	2017								
	2018			1	1				
	2019								
Итого	2017			45	8	2	1	1	
	2018			39	9	1	1	2	
	2019			43	7		8	1	

Данные по аварийности на электростанциях установленной мощностью 25 МВт и выше приведены в таблицах 37 и 38.

Таблица 37

Компания	Год	Месяц	Количество аварий												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого за период
ПАО «ТГК-2» (Ярославские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	2017		4	2	0	0	1	0	1	0	0	2	0	0	10
	2018		1	0	0	1	1	0	0	1	1	3	2	1	11
	2019		0	1	3	1	1	0	2	1	0	1	0	0	10
Филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»	2017		0	0	3	0	0	2	0	1	0	0	1	0	7
	2018		1	0	2	1	0	1	1	1	0	0	0	0	7
	2019		0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	2
ООО «Хуадянь – Тенинская ТЭЦ» (Ярославская ТЭС)	2017		0	0	0	0	0	0	6	1	1	1	0	0	9
	2018		2	1	2	0	1	3	0	1	0	0	0	0	10
	2019		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	2018		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2019		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	2017		4	2	3	0	1	2	7	2	1	3	1	0	26
	2018		4	1	4	2	2	4	1	3	1	3	2	1	28
	2019		0	1	3	1	1	1	2	2	0	1	0	1	13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
жских ГЭС»												
ООО «Хуадянь – Те-нинская ТЭЦ» (Ярославск ая ТЭС)	2017	3	2									
	2018	1	3		1				2			3
	2019									1		
Итого	2017	3	9	2	2		3	2	1			
	2018	2	8	1	3			1	7		2	3
	2019	1	4	1	1		1		1	1	1	2

Количество аварий на электростанциях установленной мощностью 25 МВт и выше в 2019 году сократилось вдвое по сравнению с 2018 годом. Это обусловлено мероприятиями по реконструкции и своевременному техническому обслуживанию оборудования на электростанциях, а также профессиональными действиями персонала.

8. Проведение технологического и ценового аудита инвестиционных программ (проектов) субъектов электроэнергетики

Инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, являющихся филиалами ведущих общероссийских компаний, утверждаются головными компаниями и могут проходить экспертную оценку.

Целью проведения экспертной оценки является проверка обоснования выбора проектируемых технологических и конструктивных решений по выполнению работ по строительству, реконструкции объектов электроэнергетики в рамках инвестиционного проекта, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в целях повышения эффективности использования расходуемых финансовых средств, снижения стоимости и сокращения сроков строительства.

Представленный филиалом ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС» отчет о проведении технологического и ценового аудита по инвестиционному проекту «Комплексная замена гидроагрегатов ступеней № 2, № 3, № 1, № 5, с гидротурбиной типа ПЛ и гидрогенератором типа СВ» показывает его эффективность.

8.1. Технологический аудит.

Замена гидротурбин Рыбинской ГЭС обусловлена состоянием и длительным сроком эксплуатации оборудования агрегатов ступеней № 1, № 3, № 5, насчитывающим к моменту замены от 68 до 76 лет.

Принятые технические и проектные решения по замене оборудования соответствуют направлению развития отечественного и зарубежного опыта производства гидротурбин.

Вновь вводимые гидротурбины выполнены в экологически чистом исполнении, значительно снижающем негативное воздействие на окружающую среду.

Проектные технические характеристики новых гидротурбин полностью подтверждаются опытом эксплуатации уже заменённого агрегата ступени № 2.

Заложенные возможности в технических характеристиках новых гидротурбин и гидрогенераторов позволят в дальнейшем при замене гидроагрегатов дополнительно увеличить установленную мощность Рыбинской ГЭС.

8.2. Ценовой аудит.

Инвестиционный проект «Комплексная замена гидроагрегатов ступеней № 1, № 2, № 3, № 5, с гидротурбиной типа ПЛ и гидрогенератором типа СВ» финансировался при участии Европейского банка реконструкции и развития. При этом все процедуры, связанные с подготовкой закупочной документации, проведением торгов и заключением контракта, осуществлялись по правилам и под контролем банка.

Результаты сопоставления стоимости выполняемых работ в рамках утвержденного договора на строительство объекта с данными по объектам-

аналогам приводят к выводу, что стоимостные показатели в целом соответствуют принятым в российской и мировой практике значениям.

9. Развитие электросетевого комплекса в части перехода к «цифровым сетям»

Одним из основных направлений развития электросетевого комплекса Ярославской области становится переход к работе в системе «Цифровая трансформация».

Концепция «Цифровая трансформация – 2030» разработана ПАО «Россети» во исполнение указов Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 года № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 – 2030 годы» и от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». Концепция «Цифровая трансформация – 2030» определяет основные направления технологических и организационных изменений работы электросетевого комплекса для повышения эффективности и качества оказываемых услуг, их доступности.

Цифровая трансформация позволит повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Цель цифровой трансформации – изменение логики процессов и переход на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных.

Задачами цифровой трансформации являются:

- улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей;
- повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- развитие кадрового потенциала.

Цифровая трансформация позволит повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Активный переход к внедрению цифровых технологий позволит значительно сократить время ответа на актуальные вызовы экономики и потребителей.

В рамках данных задач планируется осуществить переход к цифровым ПС классов напряжения 35 – 110 кВ с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенными развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами.

В качестве пилотных проектов со сроком реализации в период 2019 – 2024 годов филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» выбраны следующие объекты:

- цифровая ПС – ПС 110/35/10 «Аббакумцево»;
- цифровой РЭС – Тутаевский РЭС;
- цифровой ЦУС.

9.1. Цифровая ПС – ПС 110/35/10кВ «Аббакумцево».

Сроки реализации проекта: проектно-изыскательские работы – 2021 г., строительно-монтажные работы – 2022 г.

Проектом реконструкции предусматривается:

- замена масляных выключателей 35 кВ вакуумными выключателями;
- замена разъединителей 110 кВ разъединителями с моторными приводами;
- замена КРУН 10 кВ ячейками КРУН с вакуумными выключателями;
- реконструкция РУ 35 и 110кВ;
- реконструкция системы телемеханики;
- замена существующих морально и физически устаревших электромеханических устройств РЗА микропроцессорными устройствами РЗА с поддержкой стандарта МЭК 61850.

В проекте планируется организовать шину станции и шину процесса – локальные вычислительные сети на базе коммутаторов, в которых происходит обмен данными согласно стандарту МЭК 61850.

9.2. Цифровой РЭС – Тутаевский РЭС.

9.2.1. В рамках реализации пилотного проекта в 2019 году выполнены следующие мероприятия:

9.2.1.1. Переход к активно-адаптивным сетям с автоматизацией распределительной сети 10 кВ. Обеспечение наблюдаемости и управляемости сети достигнуто посредством установки секционирующих выключателей (реклоузеров), управляемых цифровых разъединителей, индикаторов короткого замыкания и их интеграцией в существующую систему (ОИК ДП РЭС) встроенными средствами автоматизации по каналам связи GSM/3G/4G.

9.2.1.2. Организация интеллектуального учета электрической энергии.

353 ТП (100 процентов от общего количества) оснащены вводными приборами технического учета электрической энергии с включением в ИВК ПО «Пирамида-Сети».

9.2.2. В рамках реализации пилотного проекта в 2020 году планируется выполнить следующие мероприятия:

9.2.2.1. Установка системы цифровой радиосвязи на объектах эксплуатационного обслуживания Тутаевского РЭС.

9.2.2.2. Организация технологической связи.

Для ТП установленной мощностью более 63 кВА, оборудованных АСКУЭ, предусматривается организация GSM/3G/4G каналов связи.

В результате реализации проекта в первом полугодии 2020 года будет обеспечена наблюдаемость 353 ТП Тутаевского РЭС путем оснащения ТП

более 63 кВт средствами АСДУ и АСТУЭ (АСКУЭ), а ТП до 63 кВт приборами учета с возможностью передачи данных в ИВК ПО «Пирамида-Сети». Данные телеметрии предполагается выводить диспетчеру Тутаевского РЭС в существующую систему диспетчерского управления и сбора данных.

9.2.3. Перспектива развития проекта «Цифровой РЭС».

9.2.3.1. Планируется объединить три РЭС: Некрасовский, Ярославский и Тутаевский, преобразовав их в два – Центральный и Заволжский. Срок реализации мероприятия – 2023 год.

9.2.3.2. Все точки поставки электроэнергии ЛЭП 0,4 кВ с суммарной потребляемой мощностью подключенных потребителей более 50 кВт должны быть оснащены приборами учёта электроэнергии с передачей информации в АСУЭ (требуется установить/заменить 4376 интеллектуальных приборов учёта электроэнергии).

9.2.4. В рамках реализации проекта предусматривается:

9.2.4.1. Переход в период 2020 – 2023 годов к активно-адаптивным сетям с распределенной автоматизацией распределительной сети 6 – 10 кВ.

9.2.4.2. В соответствии с ПРИУЭ до 2030 года планируется установить 248 166 приборов учета электроэнергии с учетом 40 333 точек учета новых технологических присоединений.

На 814 ТП Ярославского РЭС и 556 ТП Некрасовского РЭС необходимо обеспечить технический учет электрической энергии с организацией получения данных от 1457 приборов учета в системе ИВК ПО «Пирамида-Сети».

На границе балансовой принадлежности с потребителями требуется установить/заменить/восстановить работу (наладить передачу данных) 34 636 интеллектуальных приборов учёта электроэнергии с передачей информации в ИВК ПО «Пирамида-Сети».

9.2.4.3. Организация технологической связи.

Предусмотрено создание каналов связи до ПС 110 кВ, а именно строительство волоконно-оптической линии связи до всех ПС 110 кВ, 35 кВ в зоне ответственности Ярославского и Некрасовского РЭС.

Предусмотрено создание каналов связи для ТП мощностью более 63 кВА, оборудованных АСКУЭ с организацией GSM/3G/4G каналов связи.

Данные телеметрии предполагается выводить диспетчеру Ярославского и Некрасовского РЭС в существующую систему диспетчерского управления и сбора данных.

9.2.4.4. Цели реализации проекта:

- управление распределительной сетью 0,4 – 10 кВ;
- оптимизация структуры управления;
- снижение ремонтно-эксплуатационных затрат;
- повышение качества обслуживания потребителей;
- уменьшение сроков локализации и устранения аварий, восстановление режима работы оборудования;
- повышение надежности работы сети.

Данный проект планируется реализовать в рамках инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

9.3. Цифровой единый ЦУС.

В рамках реализации проекта будет реализован процесс управления цифровыми сетями, в который будут включены:

- управление основной сетью 35 – 110 кВ;
- управление распределительной сетью 0,4 – 10 кВ;
- управление наружным освещением Ярославской области;
- управление счетчиками электрической энергии на всей территории области, что практически исключит потери энергии;
- управление зарядными станциями для электромобилей, как следствие развитие электротранспорта и улучшение экологии региона;
- наблюдение за всеми объектами электросетевого хозяйства региона в online-режиме, что повысит безопасность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии.

Данный проект планируется реализовать в рамках инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго». Планируемый срок реализации – 2024 год.

9.4. Программы развития АСТУ.

Для повышения наблюдаемости и управляемости объектов филиалов в ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» разработана Программа развития АСТУ ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», утверждена Советом директоров ПАО «МРСК Центра». Указанная Программа предусматривает оснащение цифровыми каналами связи и АСДУ ПС 35 – 110 кВ.

В 2020 году работы будут выполняться на 5 ПС 35 кВ: «Алешкино», «Ананьино», «Аниково», «Варегово», «Керамик».

10. 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:

- 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 энергии в коммунально-бытовом секторе.

Приоритетными направлениями развития энергетики Ярославской области являются:

- повышение надежности энергообеспечения промышленности, транспорта, жилищно-коммунального комплекса и других секторов экономики и обеспечение энергобезопасности Ярославской области;

- наращивание объемов генерации на основе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, развитие сетевого хозяйства и обеспечение потребителей электроэнергией в достаточном объеме при одновременном стимулировании энергосбережения во всех отраслях экономики;

- обеспечение баланса интересов поставщиков и потребителей энергии при формировании тарифов на энергоресурсы;

- развитие конкуренции на розничных рынках электрической, тепловой энергии и энергоресурсов и обеспечение возможности выбора потребителем поставщика из ряда альтернативных вариантов;

- сокращение потерь энергоресурсов при их производстве и реализации;

- использование альтернативных, возобновляемых и местных видов энергоресурсов, в том числе промышленных отходов;

- использование инновационного потенциала сектора авиационного двигателестроения и энергетики, создание газопоршневых установок на основе двигателей машиностроительных предприятий региона для надстройки паросилового оборудования газотурбинными и газопоршневыми установками, что обеспечивает снижение удельного расхода топлива на генерацию электрической и тепловой энергии, позволяет повысить отпуск тепловой энергии и выработку электроэнергии на теплофикационной составляющей.

V. Финансирование мероприятий Программы

Финансирование мероприятий Программы будет осуществляться из внебюджетных источников за счет средств на реализацию инвестиционных программ субъектов электроэнергетики – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ПАО «ТГК-2», филиала ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», территориальных сетевых организаций, теплоснабжающих организаций.

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, сбыт электроэнергетики (мощности), организацию купли-продажи электроэнергетики и мощности.

2. Контроль за исполнением Программы осуществляет Правительство области.

3. Департамент жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области в рамках реализации Программы осуществляет следующие полномочия:

3.1. Утверждает инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются органами исполнительной власти Ярославской области, и осуществляет контроль за реализацией таких программ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

3.2. Готовит проекты заключений о согласовании инвестиционных программ территориальных сетевых организаций, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются федеральными органами исполнительной власти, а также участвует в осуществлении контроля за реализацией таких программ.

3.3. Организует работу по разработке Программы.

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

VII. Заключительные положения

Программа будет использована в качестве основы для:

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

- разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний и иных субъектов электроэнергетики, осуществляющих свою деятельность на территории Ярославской области.

Перечень мероприятий по строительству/реконструкции объектов электроэнергетики 35 кВ и выше в энергосистеме Ярославской области приведен в приложении 2 к Программе.

Региональные задачи развития электроэнергетики Ярославской области приведены в приложении 3 к Программе.

Список используемых сокращений

АО – акционерное общество

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АСУЭ – автоматизированная система учета электроэнергии

- АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
- АСТУ – автоматизированная система телеуправления
- АСТУЭ – автоматизированная система технического учета электроэнергии
- ВЛ – воздушная линия
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТД-6РМ – маркировка газотурбинного двигателя
- ГТЭ – газовая турбина энергетическая
- ГТЭС – газотурбинная станция
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ЗАО – закрытое акционерное общество
- ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция
- Ивановские ПГУ – филиал открытого акционерного общества «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – «Ивановские ПГУ»
- ИВК ПО – информационно-вычислительный комплекс на основе программного обеспечения
- КВЛ – кабельные воздушные линии
- КЛ – кабельная линия
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- ЛЭП – линия электропередачи
- МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания
- МЭК – международная электротехническая комиссия
- НПО – научно-производственное объединение
- ОАО – открытое акционерное общество
- о.е. – относительные единицы
- ОИК ДП РЭС – оперативный информационный комплекс диспетчерского пункта района электрических сетей
- ООО – общество с ограниченной ответственностью
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПАО – публичное акционерное общество
- ПГУ – парогазовая установка
- ПЛ – поворотно-лопастные осевые турбины
- ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей
- ПНР – пусконаладочные работы
- ПРИУЭ – программа развития интеллектуального учета электроэнергии
- ПС – подстанция
- ПТ – паровая турбина
- РЖД – Российские железные дороги
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РТИ – резиновые технические изделия

- РУ – распределительное устройство
- РЭС – район электрических сетей
- СВ – гидрогенератор синхронный, вертикальный
- СиПР ЕЭС России – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы
- СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество
- ТГ3, ТГ4, ТГ6, ТГ7 – турбины Ярославской ТЭЦ-1
- Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 – маркировка силовых трансформаторов на схемах энергосистемы Ярославской области
- ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТРК – диспетчерское наименование подстанции
- ТСО – территориальная сетевая организация
- ТЭС – теплоэлектростанция
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
- УЕ – условная единица объема обслуживания оборудования электросетевых организаций (применяется для определения необходимого количества эксплуатационного персонала)
- ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
- ЦУС – центр управления электрическими сетями
- ЭГВ – элегазовый выключатель
- ЯГК – Ярославская генерирующая компания
- GSM – глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи
- 1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г – гидроагрегаты Рыбинской ГЭС
- 3G, 4G – поколения цифровой сотовой связи

СХЕМА
развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы
Ярославской области на 2021 – 2025 годы

1. Цели, задачи и принципы разработки Схемы

Основными целями разработки Схемы 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 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»;

- 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».

При разработке Схемы использованы отчетные данные филиала АО «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 магистральной электрических сетей, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ПАО «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;

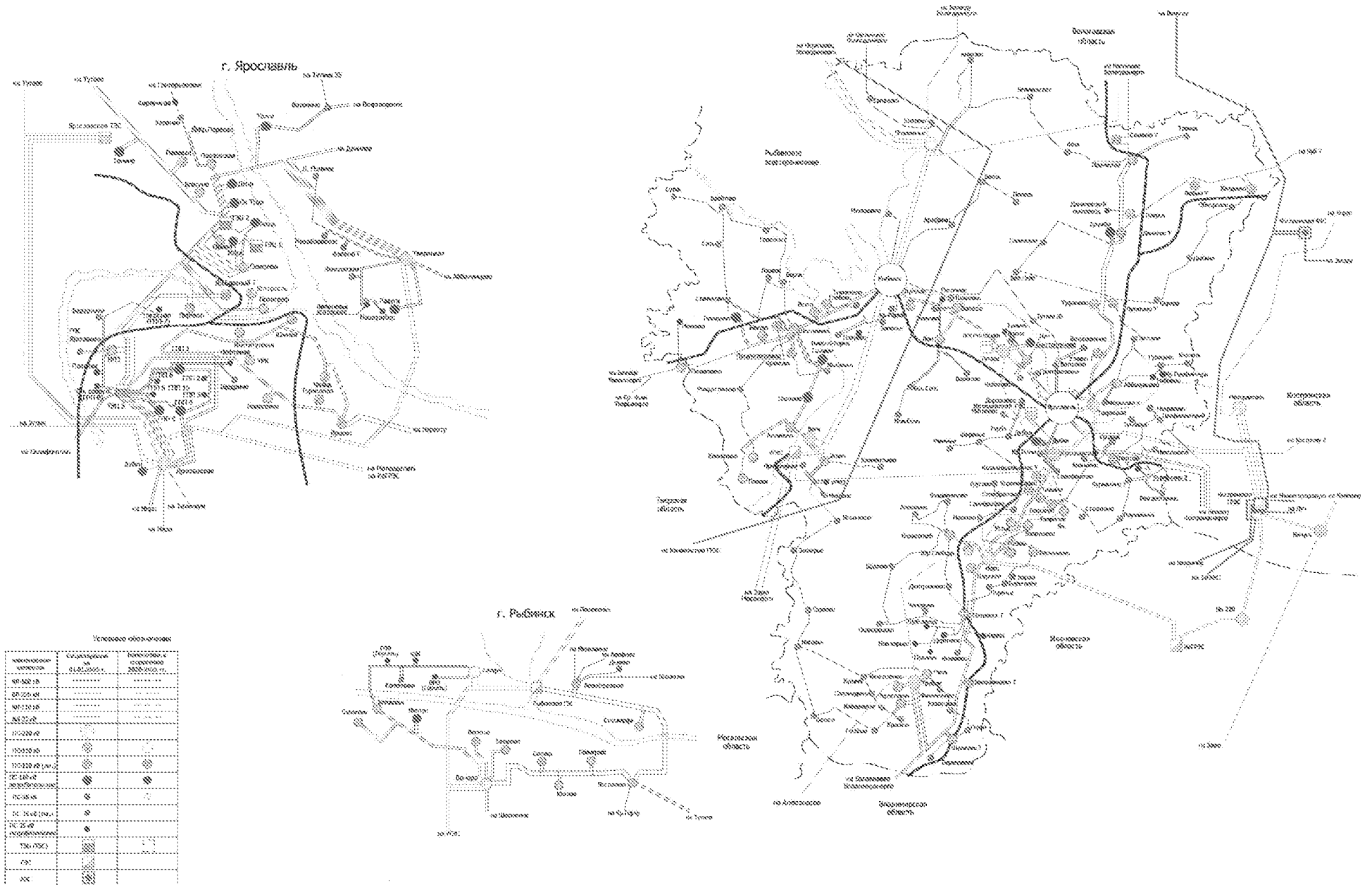
- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

Карта-схема существующих и намечаемых к строительству в 2020 и 2021 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 1.

Карта-схема намечаемых к строительству в 2022 и 2023 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 2.

Карта-схема намечаемых к строительству в 2024 и 2025 годах электрических сетей 35 – 500 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 3.

Карта-схема существующих и намечаемых к строительству в 2020 и 2021 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области



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

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

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

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Угличская ГЭС – Заря I цепь», «Угличская ГЭС – Заря II цепь», по которым осуществляется транзит мощности из Вологодской энергосистемы в Московскую.

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	Протяженность, км
1	2	3	4	5
1.	«Александров – Трубеш» (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»	220	АС-400	28,20

1	2	3	4	5
	(в границах области)			
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.	«Трубеш – 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 ТЭС – Тверицкая»	220	АС-300	60,23
24.	«Ярославская ТЭС – Тутаев»	220	АС-300	18,31
25.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	220	АС-300	63,04
26.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	220	АСО-400	29,74
27.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
28.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
29.	«Алтыново – Палкино I цепь» («Палкино-1»)	110	АС-185	23,3
30.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	23,3
31.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
32.	«Балакирево – Трубеш» («Переславская-1»)	110	АС-120	30,28

1	2	3	4	5
	(в границах области)			
33.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
34.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	22,05
35.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	22,05
36.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	26,54
37.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
38.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
39.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62
40.	«Венера – Восточная I цепь с отпайками» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	13,15
41.	«Венера – Восточная II цепь с отпайками» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	13,15
42.	«Венера – Шестихино I цепь с отпайками» («Шестихинская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,18
43.	«Венера – Шестихино II цепь с отпайками» («Шестихинская 2»)	110	АС-185, АС-150	39,18
44.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
45.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46
46.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,07
47.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,59
48.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
49.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
50.	«Данилов – Дружба» («Даниловская-2»)	110	АС-120	8,1
51.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,5
52.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
53.	«Данилов – Туфаново» («Даниловская-1»)	110	АС-120	27,2
54.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,71
55.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,71
56.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
57.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
58.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	22,57
59.	«Лютово – Нерехта-1» («Нерехта-1»)	110	АС-120	21,49
60.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,1
61.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,1
62.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск»	110	АС-120	51,74

1	2	3	4	5
	(«Петровская-2»)			
63.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	25,96
64.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	47,69
65.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
66.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
67.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,72
68.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,72
69.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
70.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 1»	110	АПВП2Г	0,45
71.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 2»	110	АПВП2Г	0,45
72.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	13,38
73.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	13,38
74.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный» («Тяговая»)	110	АС-400, АС-150	8,46
75.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
76.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45
77.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
78.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
79.	«Правдино»	110	АС-185	42,64
80.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
81.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
82.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
83.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
84.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
85.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,2
86.	«Рыбинская ГЭС – Восточная I цепь с отпайками» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	19,35
87.	«Рыбинская ГЭС – Восточная II цепь с отпайками» («Щербаковская-2»)	110	АС-185, АС-150	19,35
88.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,2
89.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,2
90.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
91.	«Тверицкая – Путятино» («Путятинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
92.	«Тверицкая – Уткино» («Уткинская»)	110	АС-240, АС-120	29,82
93.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово»	110	АС-150	22,33

1	2	3	4	5
	(«Тишинская»)			
94.	«Трубеш – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	49,86
95.	«Трубеш – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
96.	«Трубеш – Шуркол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	90,17
97.	«Тутаев – Восточная I цепь с отпайками» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	54,25
98.	«Тутаев – Восточная II цепь с отпайками» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	54,25
99.	«ТЭЦ-1 – Роша» («158»)	110	АС-185	1,8
100.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
101.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
102.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на ПС Полиграф» («Окружная»)	110	АС-240, АС-185, АС-150	9,585
103.	«ТЭЦ-2 – Роша» («156»)	110	АС-185	0,63
104.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	8,36
105.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,46
106.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая I цепь с отпайками» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	27,62
107.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая II цепь с отпайками» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	27,62
108.	«ТЭЦ-2 – Тутаев I цепь с отпайками» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,25
109.	«ТЭЦ-2 – Тутаев II цепь с отпайками» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,25
110.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	14,725
111.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	10,4
112.	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекопская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
113.	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	18,77
114.	«ТЭЦ-3 – Ярославская I цепь с отпайкой на ПС ГПП-9» («Ярославская-3»)	110	АС-240	5,9
115.	«ТЭЦ-3 – Ярославская II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9» («Ярославская-2»)	110	АС-240	5,9
116.	«ТЭЦ-3 – Ярославская»	110	2 × АС-150,	5,9

1	2	3	4	5
	(«Ярославская-1»)		АС-300	
117.	«ТЭЦ-3 – Ярцево II цепь с отпайками» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	15,95
118.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
119.	«Уткино – Туфаново» («Туфановская»)	110	АС-120	25,11
120.	«Халдеево – Буй» (в границах области)	110	АС-120	14,85
121.	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	29,81
122.	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	78,14
123.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	11,14
124.	«Ярославская-ГПП-4 I цепь» («Химическая»)	110	АС-150	3,1
125.	«Ярославская-ГПП-4 II цепь» («Топливная»)	110	АС-150	3,1
126.	«Ярославская – Дубки»	110	АС-95, АПвПу2г 1 × 240 (гж)/ 95-64/110	5
127.	«Ярославская – Ярцево I цепь с отпайками» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
128.	«Ярославская – Ярцево II цепь с отпайками» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
129.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,81
130.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2»)	110	АС-150, АС-120	27,58
131.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	6

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.

В период рассматриваемой перспективы Схемой предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области. Такая необходимость диктуется условиями обеспечения электроснабжением сооружаемых промышленных предприятий, перспективных инвестиционных площадок, потребителей коммунально-

бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности их электроснабжения. Осуществить это планируется, в первую очередь, путем расширения и реконструкции существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострансформаторных ПС и замены существующих трансформаторов на более мощные, а также путем сооружения новых ПС и питающих линий электропередачи. Значительный объем предусмотренного Схемой электросетевого строительства приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Необходимость строительства новых электросетевых объектов 110 кВ и выше, а также 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 ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» 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 2020 – 2025 годах – отпайки ВЛ 110 кВ «Ростовская-1» и ВЛ 110 кВ «Тишинская» до ПС 110 кВ «Козьмодемьянск».

Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2020 – 2025 годах:

- ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»);

- ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»).

Вывод линий электропередачи из эксплуатации не планируется.

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

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

№ 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	«Гверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
7	«Трубейж»	220	2 × 125
8	«Гутаев»	220	2 × 125
9	«Ярославская»	220	3 × 125
10	«Аббакумцево»	110	16 + 16
11	«Алтыново»	110	2 × 6,3
12	«Беклемишево»	110	2 × 25
13	«Борисоглеб»	110	16 + 10
14	«Брагино»	110	2 × 40
15	«Васильково»	110	2 × 6,3
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	«Глебово»	110	2 × 10
23	«ГПП-1»	110	2 × 40
24	«ГПП-4»	110	2 × 40
25	«ГПП-9»	110	2 × 40
26	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
27	«Депо»	110	3 × 16
28	«Дружба»	110	2 × 16
29	«Дубки»	110	40
30	«Залесье»	110	16 + 10
31	«Западная»	110	2 × 63
32	«Институтская»	110	2 × 40
33	«Киноплёнка»	110	16 + 10

1	2	3	4
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	«КС-18»	110	2 × 63
40	«Левобережная»	110	2 × 16
41	«Лом»	110	2 × 10
42	«Луговая»	110	2 × 6,3
43	«Луч»	110	2 × 25
44	«Любим»	110	2 × 25
45	«Лютово»	110	2 × 25
46	«Марс»	110	2 × 16
47	«Некоуз»	110	2 × 6,3
48	«Нептун»	110	2 × 16
49	«Нила»	110	2 × 16
50	«Новоселки»	110	25 + 40
51	«НПЗ»	110	2 × 25
52	«Оптика»	110	2 × 10
53	«Орион»	110	2 × 40
54	«Павловская»	110	20 + 25
55	«Палкино»	110	2 × 25
56	«ПГУ – ТЭС»	110	2 × 40
57	«Перевал»	110	2 × 16
58	«Перекоп»	110	2 × 25
59	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)
60	«Петровску»	110	40 + 25
61	«Пищалкино»	110	2 × 7,5
62	«Плоски»	110	2 × 2,5
63	«Покров»	110	2,5
64	«Полиграф»	110	2 × 40
65	«Полиграфмаш»	110	2 × 16
66	«Правдино»	110	2 × 25
67	«Пречистое»	110	2 × 10
68	«Продуктопровод»	110	2 × 6,3
69	«Путятино»	110	10 + 25
70	«Радуга»	110	2 × 40
71	«Ростов»	110	2 × 25
72	«Роща»	110	2 × 32
73	«Свободный Труд»	110	2 × 10

1	2	3	4
74	«Северная»	110	2 × 63
75	«Селехово»	110	2 × 6,3
76	«Скалино»	110	2 × 40
77	«Судоверфь»	110	2 × 10
78	«Тенино»	110	2 × 10
79	«Техникум»	110	2 × 10
80	«Тишино»	110	2 × 25
81	«Толга»	110	25 + 15
82	«Тормозная»	110	25 + 16
83	«ТРК»	110	2 × 16
84	«Туфаново»	110	2 × 2,5
85	«Углич»	110	2 × 25
86	«Устье»	110	2 × 10
87	«Уткино»	110	25 + 20
88	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
89	«Чайка»	110	40 + 25
90	«Шестихино»	110	2 × 10
91	«Шурскол»	110	2 × 10
92	«Шушково»	110	20 + 25
93	«Южная» (Ростовский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 25
94	«Южная» (Ярославский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 40
95	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
96	«Ярославль-Главный»	110	2 × 40
97	«Ярцево»	110	2 × 25

Планируемая к строительству ПС напряжением 110 кВ и выше – ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» с трансформаторами мощностью 2 × 25 МВА.

Планируемые к реконструкции ПС напряжением 110 кВ и выше:

- ПС 220 кВ «Ярославская» (замена автотрансформатора АТ-2 мощностью 125 МВА на новый автотрансформатор мощностью 125 МВА);
- ПС 110 кВ «Залесье» (замена трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА);
- ПС 110 кВ «Толга» (замена трансформатора Т-1 мощностью 15 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА);
- ПС 110 кВ «Путятино» (замена трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА);
- ПС 110 кВ «Данилов» (замена трансформаторов мощностью 2 × 40 МВА на новые трансформаторы мощностью 2 × 40 МВА);

- ПС 110 кВ «Скалино» (замена трансформаторов мощностью 2×40 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×40 МВА).

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

3.1. Структура установленной мощности генерирующих объектов.

По состоянию на 01.01.2020 в Ярославской энергосистеме действуют 6 электростанций установленной мощностью 1532,06 МВт и 2 блок-станции установленной мощностью 52 МВт.

Структура установленной мощности генерирующих объектов представлена в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1.	ТЭС – всего	993,5	64,8
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	24,6	1,6
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	245	16,0
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	260	17,0
1.4.	Ярославская ТЭС	463,9	30,3
2.	ГЭС – всего	486,56	31,8
2.1.	Угличская ГЭС	120	7,8
2.2.	Рыбинская ГЭС	366,4	23,9
2.3.	Хоробровская ГЭС	0,16	0,0
3.	Блок-станции – всего	52	3,4
3.1.	АО «Ярославский технический углерод»	24	1,6
3.2.	ПАО «НПО «Сатурн»	28	1,8
	Всего	1532,06	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 24,6 МВт. ТЭЦ-1 эксплуатируется 2 турбоагрегата. Топливом служат газ, мазут.

Подразделением ТЭЦ-1 является Тенинская котельная (1994 г.), на которой установлено 2 водогрейных котла.

Котельное и турбинное оборудование находится в удовлетворительном состоянии, однако значительная 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 в полном объеме не реализован. В настоящее время на ТЭЦ-1 имеется два ОРУ – 110 кВ. Одно выполнено по схеме «квадрата» и имеет связь с Ярославской ТЭЦ-2 по ВЛ-157. Второе выполнено по схеме «две рабочие системы шин» и связано с ПС 110 кВ «Северная» по ВЛ 110 кВ «Шинная».

3.3. Ярославская ТЭЦ-2.

Ярославская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1956 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 четыре 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 нефтеперерабатывающего завода и потребителей коммунально-бытового сектора, а также обеспечивает теплом более 35 процентов населения г. Ярославля. Установленная мощность станции составляет 260 МВт.

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

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

3.5. Ярославская ТЭС.

Ярославская ТЭС расположена вблизи г. Ярославля и примыкает к Тенинской котельной. Введена в эксплуатацию в 2017 году.

В состав станции входят две газовые турбины ГТЭ-160 и одна тепловая турбина LN150. Установленная мощность станции составляет 463,9 МВт.

3.6. Угличская ГЭС и Рыбинская ГЭС.

Установленная мощность Угличской ГЭС составляет 120 МВт.

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

В настоящее время выполняется реконструкция Рыбинской ГЭС, предусматривающая:

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

- замену групп 1Г (выполнено в 2014 г.) и 2Г (выполнено в 2015 году) 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 (выполнено в 2016 году);

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

- 2Г – реконструкция в 2014 году;

- 1Г – реконструкция в 2018 году;

- 3Г – окончание реконструкции в 2020 году;

- 5Г – окончание реконструкции в 2022 году.

Таблица 4

Сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования

№ п/п	Наименование мероприятия	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Всего, МВт
1.	Ввод и модернизация генерирующего оборудования	10	-	10	-	-	-	20
2.	Демонтаж генерирующего оборудования	-	-	-	-	-	-	-
3.	Прирост генерирующего оборудования	10	-	10	-	-	-	20

Всего в период 2020 – 2025 годов увеличение установленной мощности по энергосистеме Ярославской области составит 20 МВт.

В таблице 5 приведены данные по намечаемому вводу генерирующих мощностей по Ярославской области на период до 2025 года с учетом объектов средней когенерации.

Таблица 5

Генерирующий источник	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Тутаевская ПГУ	52	-	-	-	-	-

В таблице 6 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования в Ярославской области в 2020 – 2025 годах с учетом объектов средней когенерации.

Таблица 6

№ п/п	Наименование мероприятия	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Всего, МВт
1.	Ввод и модернизация генерирующего оборудования	62	-	10				72
2.	Демонтаж генерирующего оборудования	-	-	-	-	-	-	-
3.	Прирост генерирующего оборудования	62	-	10				72

Всего увеличение установленной мощности в энергосистеме в период 2020 – 2025 годов составит 72 МВт.

4. Сводные данные о развитии 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 объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены согласно динамике роста электрических нагрузок и баланса мощности.

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 объемы работ по ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ в соответствии с планом мероприятий по реконструкции электрических сетей с высокими рисками выхода

параметров режимов за допустимые границы в сетях 35 кВ и выше филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с учетом технического износа и морального старения оборудования ПС, а также необходимости повышения надежности электроснабжения потребителей.

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

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

Список используемых сокращений

- АО – акционерное общество
- АТ-2 – диспетчерское наименование автотрансформатора
- ВЛ – воздушная линия
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТЭ – газотурбинная энергетическая установка
- ГЭС – гидроэлектростанция
- КС – компрессорная станция транзитного газопровода
- МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания
- НПЗ – диспетчерское наименование подстанции
- НПО – научно-производственное объединение
- ОАО – открытое акционерное общество
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПАО – публичное акционерное общество
- ПГУ – парогазовая установка
- ПС – подстанция
- СТО – стандарт организации
- Схема – Схема развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2021 – 2025 годы
- Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 – диспетчерское наименование силовых трансформаторов
- ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2
- ТРК – диспетчерское наименование подстанции
- ТЭС – тепловая электростанция
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
- 1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, 6Г – диспетчерское наименование блоков гидроагрегатов
- 1Т, 2Т, 3Т, 4Т – диспетчерское наименование силовых трансформаторов

Приложение 2
к Программе

ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по строительству/реконструкции объектов электроэнергетики 35 кВ и выше
в энергосистеме Ярославской области

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Наименование организации	Параметры оборудования (до/после реконструкции)	Обоснование	Срок реализации	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Новое строительство							
1.	ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»), ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»), ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская») до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	-/8 км	технологическое присоединение (договор от 02.06.2016 г. № 40767108/ТП-16 МВт ОАО «РЖД»)	2020 и 2021 гг.	-
2.	ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	ОАО «РЖД»	-/2 × 25 МВА			
II. Техническое перевооружение и реконструкция (не связанные с техническим состоянием)							

1	2	3	4	5	6	7	8
3.	ПС 110 кВ «Залесье»	реконструкция ПС 110 кВ «Залесье» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	1 × 10 МВА / 1 × 16 МВА	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	2020 г.	-
4.	ПС 110 кВ «Толга»	реконструкция ПС 110 кВ «Толга» с заменой трансформатора Т-1 15 МВА на трансформатор 25 МВА	ООО «Ярославль Энергосети»	1 × 15 МВА / 1 × 25 МВА	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	2023 г.	-
III. Техническое перевооружение и реконструкция (не связанные с развитием электрической сети)							

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС «Орион» («Инженерная»)	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	4,03 км / 4,03 км	техническое состояние	2022 г.	-
6.	ПС 110 кВ «Путятино»	реконструкция ПС 110 кВ «Путятино» с заменой трансформатора 10 МВА на трансформатор 25 МВА	ОАО «РЖД»	1 × 10 МВА / 1 × 25 МВА	техническое состояние	2022 и 2023 гг.	-
7.	ПС 110 кВ «Данилов»	реконструкция ПС 110 кВ «Данилов» с заменой трансформаторов 2 × 40 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	ОАО «РЖД»	2 × 40 МВА / 2 × 40 МВА	техническое состояние	2020 и 2021 гг.	-
8.	ПС 110 кВ «Скалино»	реконструкция ПС 110 кВ «Скалино» с заменой трансформаторов 2 × 40 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	ОАО «РЖД»	2 × 40 МВА / 2 × 40 МВА	техническое состояние	2020 и 2021 гг.	-
9.	ПС 220 кВ «Ярославская»	реконструкция ПС 220 кВ «Ярославская» с заменой автотрансформатора 125 МВА на автотрансформатор 125 МВА	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС	1 × 125 МВА / 1 × 125 МВА	техническое состояние	2023 г.	-

Список используемых сокращений

ВЛ – воздушная линия

МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания

ОАО – открытое акционерное общество

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПАО – публичное акционерное общество

ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей

ПС – подстанция

РЖД – Российские железные дороги

Т-1, Т-2 – маркировка силовых трансформаторов

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ развития электроэнергетики Ярославской области

1. Оценка влияния выдачи мощности объектов электроэнергетики, вводимых на территории Ярославской области в текущий период

1.1. Перспективы выдачи мощности от ПГУ – ТЭС – 52 МВт в г. Тутаеве

В 2020 году планируется ввод в эксплуатацию Тутаевской ПГУ мощностью 52 МВт в рамках реализации мероприятий по развитию когенерационной энергетики. Проект реализует АО «Тутаевская ПГУ», генеральным подрядчиком является АО «ОДК-Газовые турбины».

Ввод в работу Тутаевской ПГУ повысит надёжность тепло- и электроснабжения г. Тутаева, уменьшит сальдопереток энергосистемы Ярославской области. Повысится вариативность схем электроснабжения при проведении ремонтной кампании в связи с уменьшением токовой загрузки:

- ВЛ 110 кВ «Венера-Восточная» I и II цепь;
- ВЛ 110 кВ «Рыбинская ГЭС-Восточная» I и II цепь;
- ВЛ 110 кВ «Тутаев-Восточная» I и II цепь;
- АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ «Тутаев».

Новая электростанция позволит сократить энергодефицитность Ярославской области на 4,8 процента, производство электроэнергии будет увеличено на 390 млн. кВт × ч в год, то есть на 5 процентов от регионального потребления. Также будет обеспечен резерв мощности для развития индустрии на площадке Тутаевского моторного завода.

В основу работы станции заложены самые современные и передовые циклы выработки электроэнергии – парогазовый и когенерационный, с одновременным производством тепловой и электрической энергии. Практика показывает, что ПГУ более экономичны (коэффициент полезного действия станции составляет почти 85 процентов), экологичны, просты и эффективны в обслуживании, чем существующие ТЭС.

1.2. Перспективы выдачи мощности от Любимской МГЭС

Любимская МГЭС руслового типа будет строиться на территории Любимского района Ярославской области, на реке Обноре, и функционировать на основе использования возобновляемых источников

энергии в энергосистеме Ярославской области. Основное назначение данной МГЭС – восполнение потерь в энергосистеме Ярославской области.

Исходя из среднего многолетнего расхода реки в 14,1 куб.м/с и напора воды в 5,9 метра была определена установленная мощность ГЭС – 694 кВт. Предварительное водохозяйственное и водно-энергетическое обоснование параметров объекта показало выработку электроэнергии в объеме 2,775 млн. кВт × ч в год.

Кроме того, вырабатываемая электроэнергия позволит повысить надежность электроснабжения потребителей г. Любима и Любимского района, снизить дефицит выработки электроэнергии региона, обеспечить качество электроэнергии.

В 40-е годы прошлого века была сдана в эксплуатацию Любимская ГЭС с установленной мощностью 400 кВт. Вырабатываемая этой ГЭС электроэнергия полностью использовалась на нужды г. Любима. Однако в 1969 году плотина была разрушена во время половодья и до настоящего времени не восстановлена.

Вновь возводимая МГЭС «Любим» будет располагаться на 2 км выше по течению от старого створа ГЭС. Ввод объекта в эксплуатацию планируется на 2023 год.

2. Анализ имеющихся ограничений для выполнения технологического присоединения потребителей

Анализ ситуации, сложившейся в топливно-энергетическом комплексе Ярославской области, выявил проблемы в энергообеспечении. Эти проблемы вызваны рядом причин, влияющих на обеспечение устойчивого энергоснабжения и оказывающих негативное воздействие на развитие Ярославской области. В первую очередь к таковым можно отнести ограничения пропускной способности распределительных электрических сетей, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, а также высокий износ электросетевого и энергетического оборудования топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

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

- реконструкция существующих ПС 35 – 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;
- оптимизация степени загрузки центров питания путем снижения уровня потерь электроэнергии, перемещения трансформаторов между центрами питания.

Все эти мероприятия помогут снять имеющиеся ограничения для выполнения технологического присоединения потребителей.

Техническая возможность подключения энергопринимающих устройств потребителей определяется после подачи заявки на технологическое подключение.

Критериями наличия технической возможности технологического присоединения являются:

- сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций, а также неухудшение условий работы объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;

- отсутствие ограничений на максимальную мощность в объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;

- отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций либо строительства (реконструкции) генерирующих объектов для удовлетворения потребности заявителя;

- обеспечение в случае технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений, определяемых в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.

В случае несоблюдения любого из указанных критериев считается, что техническая возможность технологического присоединения отсутствует.

3. Технологическое присоединение проблемных объектов долевого строительства

Органами исполнительной власти Ярославской области определен перечень проблемных объектов долевого строительства, в отношении которых (возможно) отсутствует перспектива оплаты застройщиками по договорам на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Перечень проблемных объектов долевого строительства и статус осуществления технологического присоединения объекта к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и ОАО «Рыбинская городская электросеть» приведен в таблице 1.

Перечень
проблемных объектов долевого строительства и статус осуществления
технологического присоединения объекта к электрическим сетям
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и ОАО «Рыбинская городская
электросеть»

№ п/п	Наименование объекта, адрес, застройщик	Статус осуществления технологического присоединения объекта к электрическим сетям
1	2	3
1.	Жилой дом, г. Ярославль, между ул. Саукова и ул. Папанина, напротив д. 6 по ул. Саукова, группа секционных жилых домов со встроенными автостоянками, ООО «Жилстрой»	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует
2.	Жилой дом, г. Ярославль, пос. Сокол, д. 31 а, ЖСК «Сокол-31а»	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует
3.	Жилой дом, г. Ярославль, просп. Фрунзе, д. 77, ЖСК «Фрунзе, 77»	договор от 20.11.2019 № 41873383 об осуществлении технологического присоединения с ЖСК «Фрунзе 77». Срок выполнения мероприятий по договору – 20.03.2020
4.	Многоквартирный жилой дом, Ярославская область, Ярославский район, пос. Красный Бор, дер. Мостец, ООО «Монолит»	договор от 22.01.2020 № 41869594 об осуществлении технологического присоединения с ООО «Монолит». Срок выполнения мероприятий по договору – 22.07.2020
5.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, ул. Жуковского, д. 29 а, д. 29 б, в районе ул. Летной, ООО «МегаСтрой»	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует
6.	17-этажный жилой дом, стр. 6, стр. 6 а, г. Ярославль, просп. Машиностроителей, в районе д. 15, корп. 2, ООО «Строитель плюс»	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует
7.	Многоквартирный (10-этажный) жилой дом, г. Ярославль, ул. Сосновая, д. 3 (2 этап), ООО «Монблан»	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует
8.	Многоквартирный жилой дом в г. Рыбинске, ул. Солнечная, д. 53, ООО «Авдат»	акт осуществления технологического присоединения подписан 15.12.2017
9.	Жилой дом, г. Ярославль, ул. 3-я Тверицкая, д. 32, ГСК «Престиж»	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует

1	2	3
10.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, ул. Гражданская, вблизи жилого дома № 16/10 по ул. Комарова, ЖСК «Гражданская, д. 20»	договор от 19.11.2019 № 41888560 об осуществлении технологического присоединения с ЖСК «Гражданская 20». Срок выполнения мероприятий по договору – 19.05.2020
11.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, ул. Ньютона, ул. Слепнева, стр. 10, ООО «СК Прогресс»	договор от 20.09.2019 № 41879777 об осуществлении технологического присоединения с ООО «СК Прогресс». Срок выполнения мероприятий по договору – 20.01.2020
12.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, пересечение ул. 9-й Парковой и ул. Хуторской, стр. 3, ООО «СК Прогресс»	договор от 20.09.2019 № 41881750 об осуществлении технологического присоединения с ООО «СК Прогресс». Срок выполнения мероприятий по договору – 20.01.2020
13.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, пересечение ул. 9-й Парковой и ул. Хуторской, стр. 4, ООО «СК Прогресс»	договор от 20.09.2019 № 41881769 об осуществлении технологического присоединения с ООО «СК Прогресс». Срок выполнения мероприятий по договору – 20.01.2020
14.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, ул. Штрауса, д. 40, ул. Писемского, д. 27/38, ООО «Прогресс-Инвест»	договор от 03.03.2016 №41113450 об осуществлении технологического присоединения с ООО «СК Прогресс». Срок выполнения мероприятий по договору – 03.07.2016
15.	Многоквартирный жилой дом, стр. 28, Ярославская область, Ярославский район, Карабихское СП, пос. Щедрино, ООО «Капитал»	договор от 26.06.2014 № 40908801 об осуществлении технологического присоединения с ООО «Капитал». Срок выполнения мероприятий по договору – 26.06.2015
16.	Трехэтажный многоквартирный жилой дом № 49, Ярославская область, Ярославский район, Карабихское СП, пос. Щедрино, ООО «Титан»	
17.	Трехэтажный многоквартирный жилой дом № 45, Ярославская область, Ярославский район, Карабихское СП, пос. Щедрино, ООО «Титан»	
18.	3-этажный жилой дом, Ярославская область, Ярославский район, Гавриловский с/о, дер. Полесье, в районе института микроэлектроники, участок 42, ООО «ДДТ»	договор от 12.12.2016 № 41394510 об осуществлении технологического присоединения с ООО «ДДТ». Технологическое присоединение осуществлено. Акт об осуществлении технологического присоединения от 01.11.2018
19.	3-этажный жилой дом, Ярославская область, Ярославский район,	

1	2	3
	Гавриловский с/о, дер. Полесье, в районе института микроэлектроники, участок 43, ООО «ДДТ»	

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей осуществляется в порядке, установленном Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

4. Анализ центров питания (ПС 35 – 110 кВ)

филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», имеющих ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности с учетом заключенных договоров технологического присоединения и поданных заявок, и предложения по их модернизации

Таблица 2

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Резерв мощности по состоянию на 19.12.2019, МВА	Мощность по поданным заявкам на присоединение, МВт	Дефицит мощности с учетом заявок на присоединение, МВА
1.	ПС 35 кВ «Ананьино»	5	0,43	0,46	-0,03
2.	ПС 110 кВ «Киноплёнка»	26	-1,01	0,00	-1,01
3.	ПС 110 кВ «Переславль»	50	-2,47	1,68	-4,15
4.	ПС 35 кВ «Купань»	9	-0,79	0,24	-1,03
5.	ПС 110 кВ «Депо»	32	2,93	3,04	-0,11

4.1. С целью уменьшения количества ПС, имеющих ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности, в том числе перспективного по результатам многолетнего анализа нагрузок, филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в будущих периодах планируются к выполнению следующие мероприятия по модернизации ПС:

4.1.1. Реконструкция ПС 35кВ «Ананьино» предусматривает следующие мероприятия:

- перемещение трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2,5 МВА каждый с ПС 35 кВ «Ананьино» на ПС 35 кВ «Семибратово» и ПС 35 кВ «Борок»;

- перемещение трансформаторов мощностью 4 МВА каждый с ПС 35 кВ «Семибратово» (Т-1) и ПС 35 кВ «Борок» (Т-2) на ПС 35 кВ «Ананьино».

4.1.2. Реконструкция ПС 110 кВ «Киноплёнка» предусматривает замену трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

4.1.3. Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» предусматривает замену трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА (установка трансформаторов мощностью 32 МВА не представляется возможной в связи с отсутствием производства трёхобмоточных трансформаторов 110/35/6кВ данной мощности).

4.1.4. Реконструкция ПС 35 кВ «Купань» предусматривает замену трансформаторов Т-1 мощностью 4 МВА и Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформаторы мощностью 2 × 6,3 МВА.

Для устранения перегрузки трансформаторов ПС 110 кВ «Депо» в послеаварийных режимах разработаны мероприятия по переводу нагрузки КЛ 6 кВ № 12 РП-31 секция 2 ПС 110 кВ «Депо» на Л-6 РП-31 секция 2 ПС 110 кВ «Павловская» в объеме 1,2 МВА, что превышает дефицит мощности ПС 110 кВ «Депо» с учетом заявок на присоединение. Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ «Депо» не требуются.

4.2. Дополнительные мероприятия по увеличению пропускной способности, повышению надежности и качества электроснабжения центров питания уровнем напряжения 35 кВ:

4.2.1. Реконструкция ПС 35 кВ «Соломидино». Нагрузка однострансформаторной ПС 35 кВ «Соломидино» по результатам замеров максимума нагрузки за последние 3 года составляет 2,55 МВА. Загрузка по току обмотки НН трансформатора Т-1 ПС 35 кВ «Соломидино» в нормальном режиме составляет 112 процентов, что превышает значение длительно допустимой загрузки. В будущих периодах планируется реконструкция ПС 35 кВ «Соломидино» с увеличением мощности установленного трансформатора:

- перемещение трансформатора 2,5 МВА с ПС 35 кВ «Соломидино» на ПС 35 кВ «Семибратово»;

- перемещение трансформаторов 4 МВА с ПС 35 кВ «Семибратово» (Т-2) на ПС 35 кВ «Соломидино».

4.2.2. Реконструкция ПС 35 кВ «Глебово». Нагрузка ПС 35 кВ «Глебово» по результатам замеров максимума нагрузки за последние 3 года составляет 4,2 МВА. Загрузка по току обмотки НН трансформатора Т-1 ПС 35 кВ «Глебово» при отключении Т-2 составляет 110 процентов, что превышает значение длительно допустимой загрузки. В будущих периодах планируется реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с заменой трансформатора Т-1 4 МВА на 6,3 МВА.

4.2.3. Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности электроснабжения ПС 35 кВ «Лесные поляны»:

- реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-1, 2» с монтажом участка 2-й цепи в опорах от № 19 до № 24 (АС-70, протяженность 2,64 км);

- реконструкция ПС 35 кВ «Лесные поляны» с изменением схемы РУ 35 кВ (35-4Н);

- строительство КЛ 35 кВ – кабельный переход ВЛ 35 кВ «Филинская-1, 2» с заходами на ПС 35 кВ «Лесные поляны», с монтажом участка 2-й цепи в пролете опор от № 8 до № 26 (протяженность 0,266 км).

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 10,5 МВА (ГУП «Ярдормост» (освещение моста через р. Волгу в г. Ярославле), ОАО «Ярсельхозмонтажпроект», ЗАО «ПК Ярославич» (сельскохозяйственный производитель), ОАО ЖКХ «Заволжье» и другие предприятия. В числе потребителей: население (более 6 тыс. человек), социально значимые объекты (медицинские учреждения – 2, школы – 3, дошкольные учреждения – 4, котельные – 5, скважины – 2, объекты АО «Ярославльводоканал» – 2 (централизованное водоснабжение и водоотведение).

На данный момент потребители ПС 35 кВ «Лесные поляны» не обеспечиваются достаточным уровнем надежности (один независимый источник электроснабжения).

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Филинская-1» приведет к погашению ПС 35 кВ «Лесные поляны» на время, необходимое для выполнения ремонтных работ по устранению причин отключения, что особенно опасно в отопительный период при низких температурах наружного воздуха.

Реализация проекта позволит повысить надежность электроснабжения потребителей пос. Лесные поляны, пос. Кузнечиха Заволжского района г. Ярославля, обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» без ограничения потребителей, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей 1 и 2 категории в рассматриваемом перспективном районе нагрузок.

4.2.4. Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности и качества электроснабжения ПС 35 кВ «Глебово», ПС 35 кВ «Батьки», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Сараево»:

- реконструкция 2-й 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 ПС 35/10 кВ «Глебово» с установкой дополнительной ячейки 35 кВ, с изменением схемы РУ 35 кВ (35-9).

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 25 кВ в сети 35 кВ и до значений менее 9 кВ на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Глебово», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Сараево», значений менее 5,4 кВ на с.ш. 6 кВ ПС 35 кВ «Батьки».

Таким образом, при отключении или выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» происходит снижение напряжения на с.ш. 6-10 кВ ПС 35 кВ более, чем на 10 процентов от номинального (нарушение требований ГОСТ 32144-2013).

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 (крайние положения) и отсутствие возможности перевода нагрузки на другие центры питания приводит к ограничениям потребителей в послеаварийных режимах.

Реализация проекта позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» без ограничения потребителей, обеспечить качество электроэнергии в точках передачи в соответствии с ГОСТ 32144-2013, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей в Переславском МР, повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить риски возникновения аварийных ситуаций.

4.2.5. Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности и качества электроснабжения ПС 35 кВ «Некрасово», ПС 35 кВ «Туношна», ПС 35 кВ «Профилакторий»:

- замена провода на ВЛ 35 кВ «Лютовская» с заменой опор на магистральном участке от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Туношна» на АС-120 (19,52 км);

- замена провода на ВЛ 35 кВ «Туношонская» с заменой опор на участке от ПС 35 кВ «Туношна» до опоры № 43 на АС-120 (9,3 км);

- установка на ПС 35 кВ «Некрасово» БСК с реконструкцией (расширением) РУ 10 кВ на 1 и 2 с.ш. 10 кВ мощностью по 1350 кВАр на каждой с.ш.;

- установка на ПС 35 кВ «Туношна» БСК с реконструкцией (расширением) РУ 10 кВ на 1 и 2 с.ш. 10 кВ мощностью по 1350 кВАр на каждой с.ш.;

- установка на ПС 35 кВ «Профилакторий» БСК с реконструкцией (расширением) РУ 10 кВ: на 1 и 2 с.ш. 10 кВ мощностью по 1350 кВАр на каждой с.ш.

В режиме отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Смирновская» расчетное напряжение в сети 35 кВ в максимум нагрузок – 27,5 кВ; на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Профилакторий» – менее 9 кВ; на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Некрасово» – менее 9 кВ. Снижение напряжения на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ более чем на 10 процентов от номинального (нарушение требований ГОСТ 32144-2013).

Недопустимое снижение напряжения на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ также наблюдается в режиме отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Лютювская», ВЛ 35 кВ «Некрасовская», Т-1 ПС 35 кВ «Некрасово».

Причинами снижения напряжения в указанных режимах (прежде всего при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская») являются высокие нагрузки (14 МВт суммарно по сети 35 кВ) и значительная протяженность сети 35 кВ (43,4 км от центра питания ПС 110 кВ «Лютюво» до ПС 35 кВ «Профилакторий»).

ПС 35 кВ «Некрасово» и ПС 35 кВ «Профилакторий» в силу географического расположения района вдоль берега реки Волги не имеют связей по напряжению 10 кВ с другими центрами питания. Взаиморезервирование

ВЛ 10 кВ осуществляется исключительно в пределах сети данных ПС. Соответственно перевод нагрузки за пределы рассматриваемой сети 35 кВ в послеаварийных режимах невозможен.

Недостаточная эффективность мероприятий по регулированию напряжения за счет устройств РПН и ПБВ трансформаторов (крайние положения) и отсутствие возможности применения оперативных мероприятий по перераспределению нагрузки приводит к ограничению потребителей на время выполнения ремонтных режимов в объеме до 3,3 МВт (бытовая нагрузка, количество жителей – 1690 человек, ответственные потребители: 1 котельная, 1 скважина, санаторий «Малые Соли» (2 категория надежности), санаторий «Золотой Колос» (2 категория надежности).

Реализация проекта позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская», ВЛ 35 кВ «Лютювская», ВЛ 35 кВ «Некрасовская», Т-1 ПС 35 кВ «Некрасово» без ограничения потребителей, обеспечить качество электроэнергии в точках передачи в соответствии с ГОСТ 32144-2013, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей в Некрасовском МР, повысить надежность электроснабжения потребителей.

4.2.6. Реконструкция сети 110 кВ в целях повышения надежности электроснабжения ПС 110 кВ «Пищалкино».

Реконструкция предусматривает монтаж дополнительной ячейки 110 кВ (1 шт.), монтаж трансформаторов тока 110 кВ (3 шт.) и

разъединителей 110 кВ (2 шт.) для разделения нагрузки участка сети 110 кВ. Предполагаемый срок реализации – 2021 год.

5. Оценка фактических значений показателей надежности и качества услуг по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению

5.1. Перечень организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению на территории Ярославской области:

- филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»;
- АО «ЯрЭСК»;
- ОАО «Рыбинская городская электросеть»;
- МУП Тутаевского МР «Горэлектросеть»;
- ОАО «Жилищно-коммунальное хозяйство «Заволжье»;
- АО «Ресурс» г. Гаврилов-Яма;
- АО «Оборонэнерго»;
- Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»;
- ООО «Северэнерго».

5.2. Анализ плановых и фактических значений показателей надежности и качества услуг, реализуемых ТСО, приведен в таблице 3.

Таблица 3

Уровни плановых значений показателя надежности и качества реализуемых услуг филиала
 ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и ТСО

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	Уровни надежности реализуемых товаров (услуг) /			Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки*	Уровни качества реализуемых товаров (услуг)								
			показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки*				показатель уровня качества осуществленного технологического присоединения к сети/ показатель уровня качества оказываемых услуг*						показатель уровня качества обеспечения потребителей услуг		
			плановый	фактический	отклонение		плановый	фактический	отклонение	плановый	фактический	отклонение	плановый	фактический	отклонение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1.	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Ярэнерго»	2015	0,127	0,0981	-0,0289	X	X	X	X	X	X	X	1,0102	0,8075	-0,2027
		2016	0,1251	0,0964	-0,0287	X	X	X	X	X	X	X	1,0102	0,8058	-0,2044
		2017	0,1232	0,0947	-0,0285	X	X	X	X	X	X	X	1,0102	0,8167	-0,1935
		2018	2,8698	2,5680	-0,30176	1,3002	1,34047	0,04027	1,0007	1,01972	0,01902	X	X	X	X
		2019	2,8268			1,2807			1			X	X	X	X
		2020	2,7844			1,2615			1			X	X	X	X
		2021	2,7426			1,2426			1			X	X	X	X
		2022	2,7015			1,224			1			X	X	X	X
2.	АО «ЯрЭСК»	2015	0,072	0,0053	-0,0667	X	X	X	1,0901	1	-0,0901	0,8975	0,8833	-0,0142	
		2016	0,0709	0,0015	-0,0694	X	X	X	1,0767	1	-0,0767	0,8975	0,8833	-0,0142	
		2017	0,0698	0,0016	-0,0682	X	X	X	1,0636	1	0,0636	0,8975	0,8828	-0,0147	
		2018	0,0688	0,0019	-0,0669	X	X	X	1,0506	1	-0,0506	0,8975	0,8833	-0,0142	
		2019	0,0678			X	X	X	1,0379			0,8975			
		2020	2,3529			0,0322	X	X	1			X	X	X	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		2021	2,3176			0,0318			1			X	X	X
		2022	2,2828			0,0313			1			X	X	X
		2023	2,2486			0,0308			1			X	X	X
		2024	2,2149			0,0303			1			X	X	X
3.	ОАО «Рыбинск ая городская электросе ть»	2015	0,0066	0,0032	-0,0034	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,8708	-0,0267
		2016	0,0065	0,0044	-0,0021	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,9783	0,0808
		2017	0,0064	0,005	-0,0014	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,9086	0,0111
		2018	0,0063	0,0074	0,001	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,8975	-
		2019	0,0062			X	X	X	1			0,8975		
		2020	3,1641			0,8754	X	X	1			X	X	X
		2021	3,1166			0,8622			1			X	X	X
		2022	3,0699			0,8493			1			X	X	X
		2023	3,0238			0,8365			1			X	X	X
		2024	2,9785			0,824			1			X	X	X
4.	МУП «Горэлект росеть» (г. Тугаев)	2015	0,0549	0,0444	-0,0105	X	X	X	1,1297	1,159	0,0293	0,8975	0,8538	-0,0437
		2016	0,054	0,0483	-0,0057	X	X	X	1,1218	1,1278	0,006	0,8975	0,8512	-0,0463
		2017	0,0532	0,0568	0,0036	X	X	X	1,114	1,0907	-0,0233	0,8975	0,8908	-0,0067
		2018	0,0524	0,0512	-0,0012	X	X	X	1,1062	1,0955	-0,0107	0,8975	0,8181	-0,0794
		2019	0,0516			X	X	X	1,0987			0,8975		
		2020	0,0524			0,0312			1,1193			X	X	X
		2021	0,0516			0,0308			1,11			X	X	X
		2022	0,0509			0,0303			1,1009			X	X	X
		2023	0,0501			0,0299			1,0919			X	X	X
		2024	0,0494			0,0294			1,083			X	X	X
5.	АО «Ресурс», г. Гаврилов- Ям	2015	0,0034	0	-0,0034				1	-	-	0,8975	-	-
		2016	0,0033	0,0023	-0,001				1	1,469	0,469	0,8975	0,8975	-
		2017	0,0033	0,0339	0,0306				1	1	-	0,8975	0,8803	-0,0172
		2018	0,0032	0,0153	0,0121				1	1	-	0,8975	0,9189	0,0214
		2019	0,0032						1			0,8975		
		2020	0,7968			0,2287			1					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		2021	0,7848			0,2252			1					
		2022	0,7731			0,2219			1					
		2023	0,7615			0,2185			1					
		2024	0,7501			0,2153			1					
6.	ОАО «Оборон- энерго»	2015	0,2195	0,1948	-0,0247	X	X	X	1	0,9	-0,1	0,8975	0,8954	-0,0021
2016		0,2162	0,0964	-0,1198	X	X	X	1	0,8808	-0,1192	0,8975	0,86	-0,0375	
2017		0,213	0,114	-0,099	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,9105	0,013	
2018		0,2098	0,1981	-0,0117	X	X	X	1	0,88	-0,12	0,8975	0,8892	-0,0083	
2019		0,2066			X	X	X	1			0,8975			
2020		3,2583				0,554			1			X	X	X
2021		3,2095				0,5457			1			X	X	X
2022		3,1613				0,5375			1			X	X	X
2023		3,1139				0,5294			1			X	X	X
2024	3,0672				0,5215			1			X	X	X	
7.	Северная дирекция по энергообес- печению – структурн ое подраздел ение Трансэн- ерго – филиала ОАО	2015	0,0230	0,0061	-0,01696	X	X	X	1	1,0348	0,0348	0,8975	0,8892	-0,0083
2016		0,0227	0,0104	-0,01232	X	X	X	1	1,2424	0,2424	0,8975	0,8954	-0,0021	
2017		0,0223	0,0104	-0,01164	X	X	X	1	1,2424	0,2424	0,8975	0,8954	-0,0021	
2018		0,0220 4	0,0606 6	0,03862	X	X	X	1	1,08	0,08	0,8975	0,8888	-0,0087	
2019		0,0217			X	X	X	1			0,8975			
2020		0,0984				0,0325	X	X	1,091			X	X	X
2021		0,0969				0,032			1,0821			X	X	X
2022		0,0954				0,0315			1,0734			X	X	X
2023		0,094				0,031			1,0648			X	X	X
2024		0,0926				0,0306			1,0563			X	X	X

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	«РЖД»													
8.	ООО «Северэн-ерго»	2018	0	0	-	0.0000	1,34047	1,34047	1	1,01972	0,01972	X	X	X
		2019	0			0			1			X	X	X
		2020	0			0			1			X	X	X

* В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» для ТСО, у которых долгосрочный период регулирования начался с 2018 года и позднее, уровень надежности и качества оказываемых услуг устанавливаются в новых показателях: для филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – 2018 – 2022 годы, ООО «Северэнерго» – 2018 – 2020 годы, у остальных ТСО новые параметры утверждены с 2020 года.

Уровень надежности электроснабжения сетевой организации определяется как отношение фактической суммарной продолжительности прекращения передачи электрической энергии (часов) в год к общему числу потребителей.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети определяется как отношение плановых показателей качества предоставляемых услуг к фактическим показателям.

Показатель уровня качества обеспечения потребителей услуг определяется как сумма индикаторов:

- информативности;
- исполнительности;
- результативности обратной связи с учетом весовых показателей индикатора.

По итогам анализа установлено выполнение в основном сетевыми организациями заданных параметров уровня надежности и качества реализованных услуг в отношении потребителей.

6. Анализ состояния и разработка мероприятий по консолидации и восстановлению электросетевого комплекса СНТ, реализуемых в целях повышения надежности и качества электроснабжения

6.1. Информация о состоянии электросетевого комплекса СНТ на территории Ярославской области.

В Ярославской области насчитывается около 800 СНТ с числом садоводческих участков более 150 тысяч, на которых трудится и отдыхает более 400 тысяч городских жителей Ярославской области. В личных подсобных хозяйствах выращивается значительное количество овощей и плодово-ягодных культур. Ежегодно на садоводческих участках выращивается сельскохозяйственной продукции в валовом объеме на сумму более 2 млрд. рублей.

Электрические сети большей части СНТ построены в 60-е – 70-е годы прошлого столетия. В настоящее время техническое состояние электрических сетей, находящихся в собственности СНТ, в основном неудовлетворительное.

Объем электросетевых активов СНТ, по предварительным оценкам, составляет около 6 000 УЕ.

Для СНТ, которые самостоятельно содержат свои электрические сети, характерно:

- ненадежное и некачественное электроснабжение, нехватка мощности на старых аварийных ПС, изношенные электрические сети заниженного сечения, не рассчитанные на большую нагрузку;

- выполнение на электрических сетях, как правило, только аварийного ремонта без организации работ по техническому обслуживанию, проведению текущего и капитального ремонта, отсутствие квалифицированного персонала;

- отсутствие прозрачной системы внутреннего учёта электроэнергии в СНТ, так как приборы учёта размещены не на границах земельных участков, а в

труднодоступных для контроля местах, что приводит к коммерческим потерям в размере 30 – 40 процентов от общего объёма потребления электроэнергии, в результате садоводам приходится платить за недобросовестных соседей по СНТ;

- наличие реальной угрозы поражения садоводов электрическим током из-за неудовлетворительного состояния электросетей.

Все это вызывает многочисленные жалобы садоводов на качество электроснабжения, низкий уровень напряжения. В электрических сетях СНТ имеют место большие потери электроэнергии.

6.2. Результаты реализации мероприятий по консолидации и восстановления электросетевого комплекса СНТ Ярославской области в 2014 – 2019 годах и планируемые объёмы консолидации и восстановления электрических сетей СНТ на 2020 – 2025 годы.

Ярославская область в числе первых среди регионов Российской Федерации с 2014 года начала комплексно решать проблему обеспечения надежного, качественного и эффективного электроснабжения СНТ с участием электросетевой организации АО «ЯрЭСК», созданной Правительством области и ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

6.2.1. В 2014 – 2019 годах в процессе консолидации электрических сетей СНТ на баланс АО «ЯрЭСК» приняты электрические сети 0,4 – 10 кВ 145 СНТ протяженностью 536 километров, 64 ТП 10-6/0,4 кВ суммарной трансформаторной мощностью 8,5 МВА в 11 муниципальных образованиях. В неудовлетворительном состоянии находилось 70 процентов электрических сетей.

На данных электрических сетях СНТ ведутся работы по капитальному ремонту и реконструкции ВЛ 6 – 10 кВ, ТП, электросетей 0,4 кВ с заменой неизолированного провода на СИП с увеличением сечения для обеспечения качества электроэнергии. За период 2014 – 2019 годов проведены реконструкция и капитальный ремонт 304 километра воздушных и КЛ электропередачи, смонтировано новых и реконструировано 42 ТП с увеличением мощности трансформаторов.

В результате обеспечивается надежное и качественное электроснабжение 26 819 садовых участков, на которых трудятся более 90 тысяч жителей Ярославской области.

В период 2015 – 2019 годов в 34 СНТ после проведения реконструкции электрических сетей 0,4 кВ смонтирована система АСКУЭ БП. Установлено 4 860 «умных счётчиков» с возможностью передачи показаний в автоматическом режиме, что позволило потребителям электроэнергии в СНТ заключать прямые договоры на поставку электроэнергии с гарантирующим поставщиком.

В результате установки АСКУЭ БП:

- потери электрической энергии в электрических сетях СНТ снижены в среднем с 35 процентов до уровня технических потерь 6 – 8 процентов;

- обеспечена прозрачность расчётов за потреблённую электрическую энергию.

6.2.2. В 2020 году АО «ЯрЭСК» планируется принять на баланс электрические сети 0,4 – 10 кВ 15-20 СНТ протяженностью 50 километров, а также провести реконструкцию и капитальный ремонт ЛЭП общей протяжённостью 40 км, провести монтаж 4 новых КТП и реконструкцию 2 существующих ТП с увеличением мощности трансформаторов.

6.2.3. В период 2021 – 2025 годов, с учётом выделения дополнительных средств, планируется ежегодно консолидировать около 75 км электрических сетей ЛЭП 0,4 – 10 кВ, обеспечивающих электроснабжение 20 – 25 СНТ, поэтапно проводить реконструкцию и капитальный ремонт порядка 60 км ЛЭП 0,4 – 10 кВ, а также строить и реконструировать по 6 ТП в год.

За период 2021 – 2025 годов АО «ЯрЭСК» планирует принять на баланс 375 км ЛЭП СНТ объёмом 750 УЕ.

6.2.4. Всего до конца 2025 года планируется консолидировать более 950 км электрических сетей, обеспечивающих электроснабжение 260 СНТ, с объёмом электросетевых активов 2 088 УЕ, что составит около 35 процентов от их общего количества (таблица 4).

До конца 2025 года планируется восстановить более 630 км из 700 км электрических сетей СНТ, принимаемых на баланс предприятия и требующих восстановления (таблица 5).

С сохранением данных темпов будет обеспечено сокращение количества электросетей ТСО, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии.

6.2.5. В целях развития электросетевого комплекса в части перехода к «цифровым сетям» в 2020 году и в 2021 – 2025 годах АО «ЯрЭСК» продолжится работа по внедрению системы АСКУЭ БП на электрических сетях СНТ.

В том числе продолжится работа:

- по созданию общедоступной, надёжной, прозрачной и проверяемой системы интеллектуального коммерческого учёта электроэнергии;
- по снижению потерь электроэнергии с существующих в СНТ 30 – 40 процентов до уровня нормативных технических потерь;
- по обеспечению наблюдаемости сетевых объектов и режимов их работы;
- по повышению надёжности электроснабжения потребителей;
- по повышению открытости и прозрачности деятельности АО «ЯрЭСК».

Количество ежегодно устанавливаемых в СНТ интеллектуальных приборов учёта электроэнергии с передачей информации в АСКУЭ БП планируется увеличить с 1750 в 2019 году до 2600 штук ежегодно в период 2020 – 2024 годов.

К 2025 году количество установленных интеллектуальных приборов учёта электроэнергии на участках садоводов составит 20 460 единиц в более чем в 100 СНТ (таблица 6). Соответственно произойдет увеличение

садоводческих участков, обеспеченных интеллектуальными приборами учёта, с 17 процентов на 01.01.2021 до более 50 процентов к концу 2024 года.

В целях обеспечения необходимых темпов реализации мероприятий по консолидации и восстановлению электросетевого комплекса СНТ до уровня установленных показателей необходимо решение вопроса по предоставлению дополнительных денежных средств в период с 2021 по 2025 годы по 40 000 тыс. рублей ежегодно.

6.3. Целевые показатели работы по консолидации и восстановлению проблемных электрических сетей СНТ, переданных в собственность АО «ЯрЭСК», на территории Ярославской области на период до 2025 года:

- приведение технического состояния электрических сетей СНТ в соответствие с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, приведение параметров качества электрической энергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013;

- обеспечение надежности и качества электроснабжения в более чем 40 тысячах садоводческих хозяйств в 250 – 300 СНТ, в том числе более 180 тысяч человек, занимающихся садоводством и огородничеством, или почти 1/4 части жителей области;

- исключение для садоводов затрат на содержание объектов электросетевого хозяйства СНТ (в том числе на аварийно-восстановительные ремонты и модернизацию объектов электросетевого хозяйства);

- обеспечение безопасности садоводов при эксплуатации электрических сетей СНТ;

- обеспечение прозрачности расчётов за потреблённую электрическую энергию за счёт внедрения АСКУЭ БП;

- снижение потерь электрической энергии, составляющих в настоящее время в СНТ порядка 30 – 40 процентов, до уровня нормативных технических потерь.

Реализация мероприятий по консолидации и восстановлению электрических сетей СНТ обеспечит социальную поддержку граждан, прежде всего пенсионеров, малоимущих слоев населения, а также создание комфортных условий для активного отдыха и занятия садоводством в Ярославской области.

Таблица 4

Результаты консолидации электросетевых активов СНТ в 2014 – 2019 годах, план на 2020 год и прогнозные показатели на 2021 – 2025 годы*

№ п/п	Наименование показателя	2014 – 2018 годы (факт)	2019 г. (факт)	2020 г. (план)	2021 г. (прогноз)	2022 г. (прогноз)	2023 г. (прогноз)	2024 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	Итого, 2021 – 2025 годы	Всего
1.	УЕ	1 097	141	100	150	150	150	150	150	750	2 088
2.	Км	460	70	50	75	75	75	75	75	375	955
3.	МВА	7,49	0,83	0,45	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3	11,8
4.	Количество участков	23 174	3 675	2 500	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	19 500	48 849
5.	Количество СНТ	123	22	15	20	20	20	20	20	100	260

* Расчет осуществлен исходя из средней величины электросетевых активов для одного СНТ в объеме 9 УЕ.

Количественные показатели принимаемого на баланс АО «ЯрЭСК» электросетевого имущества, принадлежащего СНТ, и его последующее восстановление рассчитаны с учетом выделения с 2021 года дополнительных денежных средств для финансирования восстановления электрических сетей, принятых от СНТ.

Таблица 5

Результаты объемов восстановления электросетевых активов СНТ в 2014 – 2019 годах, план на 2020 год
и прогнозные показатели на 2021 – 2025 годы

№ п/п	Наименование показателя	2014 – 2018 годы	2019 г. (факт)	2020 г. (план)	2021 г. (прогноз)	2022 г. (прогноз)	2023 г. (прогноз)	2024 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	2021 – 2025 годы	Всего
1. Протяжённость электрических сетей СНТ, требующих восстановления											
	Протяжённость электрических сетей СНТ, требующих восстановления, км	322	52	52	56	56	56	56	56	280	706
2. Физические объемы работ по восстановлению электрических сетей СНТ											
2.1.	Реконструкция, капитальный ремонт магистральных и распределительных ВЛ 0,4/6/10 кВ с заменой неизолированного провода на СИП (нарастающим итогом), км	227	64	42	60	60	60	60	60	300	633
2.2.	Монтаж новых КТП и реконструкция существующих с увеличением мощности трансформаторов 10 – 6/0,4 кВ, шт.	28	9	2	6	6	6	6	6	30	69
3. Объемы финансирования работ по восстановлению электрических сетей											
3.1.	Собственные средства АО «ЯрЭСК», тыс. руб.	106665	34 868	48 000	48 144	48 288	48 433	48 579	48 724	242 169	431702
3.2.	Дополнительные средства, тыс. руб.	60 000	40 000	0	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	200 000	300 000
	Всего	166 665	74 868	48 000	88 144	88 288	88 433	88 579	88 724	442 169	731 702

Таблица 6

Параметры оборудования СНТ АСКУЭ БП в 2014 – 2019 годах, план на 2020 год
и прогнозные показатели на 2021 – 2025 годы

№ п/п	Наименование показателя	2014 – 2018 годы (факт)	2019 г. (факт)	2020 г. (план)	2021 г. (прогноз)	2022 г. (прогноз)	2023 г. (прогноз)	2024 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	Итого, 2020 – 2025 годы	Всего
1.	Собственные средства АО «ЯрЭСК»*	22 261	21 750	25 000	25 075	25 150	25 226	25 301	25 377	126 130	195 141
2.	Установлено интеллектуальных приборов учёта	3 110	1 750	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	13 000	20 460

* Источники финансирования:

- денежные средства предприятия, предусмотренные в тарифе на услуги по передаче электрической энергии;
- собственные средства предприятия, полученные по дополнительным сервисам.

7. Анализ выполнения мероприятий по устранению претензий, поступающих от граждан в адрес органов исполнительной власти и субъектов электроэнергетики (по информации из обращений граждан и юридических лиц в разрезе муниципальных образований) и «ликвидации узких мест» на распределительных сетях в целях повышения надежности и качества электроснабжения населенных пунктов Ярославской области

7.1. Перечень выполненных филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» мероприятий по устранению претензий от граждан в адрес органов исполнительной власти (в разрезе МР)

Таблица 7

№ п/п	МР	Населенный пункт	Технические мероприятия	Статус
1	2	3	4	5
1.	Тугаевский	пос. Урдома	запланировано выполнение работ по техническому обслуживанию ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП 257 «Урдома» и работ по опиловке деревьев в охранной зоне ВЛ 0,4 кВ в пролетах опор № 6 – № 16	выполнено
2.	Переславский	дер. Долгово	в рамках инвестиционной программы будут выполнены работы по реконструкции ВЛ электропередач протяженностью 1,9 км с заменой опор и заменой голого провода на СИП	выполнено
3.	Ростовский	дер. Романцево	в рамках исполнения инвестиционной программы филиала будут выполнены строительные-монтажные работы: - реконструкция ВЛ 10 кВ № 21 ПС «Петровск», с монтажом участка ВЛ 10 кВ; - строительство ТП 704 «Романцево»; - реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф 21 ПС «Петровск», с монтажом участка ВЛ 0,4 кВ	выполнено
4.	Рыбинский	дер. Залужье и дер. Новый Поселок	в рамках инвестиционной программы будет выполнена замена существующего провода ВЛ электропередачи 0,4 кВ на СИП протяженностью 2,75 км	выполнено

1	2	3	4	5
5.	Рыбинский	дер. Легково и дер. Ларионово	работы по расширению просеки ВЛ 10 кВ № 2 «Мархачевский» ПС 110/35/10 «Глебово»	выполнено
6.	Рыбинский	дер. Мешково	реконструкция ЛЭП ВЛ 0,4 кВ № 2, в том числе: - замена деревянных опор на железобетонные, неизолированного провода на СИП протяженностью 0,76 км; - замена существующих перекидок в количестве 14 штук на перекидки в исполнении СИП	выполнено
7.	Рыбинский	дер. Новинки	проведение работ по расчистке и расширению просеки ЛЭП, обеспечивающей электроснабжение дер. Новинки, в объеме 2,08 га	выполнено
8.	Ярославский	пос. Красные Ткачи (протокол от 11.05.2018)	- реконструкция ВЛ 10 кВ № 5 «Карабиха» ПС 220/110/10 кВ «Ярославская» с монтажом ответвления ВЛ 10 кВ от опоры № 47 (пос. Красные Ткачи; протяженность 0,65 км); - реконструкция ВЛ 10 кВ от ф. 1 ПС 220 кВ Ярославская до ф. 5 Поселок ПС 35 кВ ОАО «ЖКХ «Заволжье» (пос. Красные Ткачи); - модернизация ВЛ 10 кВ № 5 «Карабиха» ПС 220/110/10 кВ «Ярославская» с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт; пос. Красные Ткачи), в том числе мероприятие «Реконструкция ВЛ 10 кВ № 5 «Карабиха» ПС 220/110/10 кВ «Ярославская» с монтажом ответвления ВЛ 10 кВ от опоры № 47 (пос. Красные Ткачи; протяженность 0,65 км)»	выполнено

7.2. Перечень планируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» мероприятий по «ликвидации узких мест» в электрических сетях в целях повышения надежности и качества электроснабжения населенных пунктов Ярославской области

Таблица 8

№ п/п	МР	Населенный пункт	Технические мероприятия	Срок исполнения
1	2	3	4	5
1.	Мышкинский	дер. Белозерово	в рамках исполнения инвестиционной программы в дер. Белозерово будут выполнены следующие работы: - строительно-монтажные работы по реконструкции электросетевого оборудования со строительством новой СТП мощностью 63 кВА; - замена деревянных опор на железобетонные; - замена провода на СИП	2020 г.
2.	Ярославский	дер. Бортниково	выполнение работ по замене деревянных опор на железобетонные и существующего провода А-25 на СИП	2020 г.
3.	Переславский	дер. Охотино	в рамках инвестиционной программы «Ярэнерго» на 2020 г. запланированы строительно-монтажные работы по реконструкции ВЛ 0,4 кВ № 1 от КТП 100 «Охотино» с заменой существующих опор и провода протяженностью 1,5 км, с заменой существующей КТП (100 кВА) на ТП киоскового типа с трансформатором мощностью 160 кВА	2020 г.
4.	Мышкинский	дер. Петровское, дер. Пархачи	в рамках капитального ремонта ВЛ планируется замена провода на СИП	2020 г.
5.	Некрасовский	с. Диево-Городище	запланирована замена существующего масляного выключателя на современный вакуумный выключатель на ПС «Моделово-2»	2020 г.
6.	Переславский	дер. Березники	в 2019 году будут выполнены проектно-изыскательские работы. В 2020 году планируются к выполнению следующие мероприятия: - реконструкция ВЛ электропередач 0,4 кВ № 1 на участке опор № 1 – № 9 – № 15 с заменой существующего провода на СИП протяженностью 0,9 км и	2020 г.

1	2	3	4	5
			заменой опор; - реконструкция ВЛ электропередач 0,4 кВ № 2 на участке опор № 1 – № 12 – № 18 – №19 с заменой существующего провода на СИП протяженностью 1 км и замена опор; - замена существующей столбовой ТП 63 кВА на трансформатор киоскового типа с трансформатором 160 кВА	
7.	Переславский	дер. Желтиково	в рамках инвестиционной программы будут выполнены проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы по реконструкции ВЛ 0,4 кВ № 1 и № 2 от КТП-100 «Желтиково» с заменой опор и провода общей протяженностью 1,24 км	2020 г.
8.	Переславский	с. Копнино	в рамках инвестиционной программы на ВЛ 0,4 кВ № 1, № 2, № 3 от КТП «Копнино клуб» будут выполнены мероприятия по замене провода на СИП, а также замена деревянных опор на железобетонные, общей протяженностью по линиям 3,24 км	2020 г.
9.	Переславский	дер. Мериново	реконструкция ВЛ 10 кВ № 8 «Фалисово» с установкой пункта автоматического регулирования напряжения серии ВДТ/VR32 с тремя вольтодобавочными трансформаторами 10 кВ с заменой существующего провода на СИП протяженностью 7,5 км и опор ВЛ 10 кВ	2020 г.
10.	Ярославский	дер. Григорьевское	строительно-монтажные работы по реконструкции ВЛ 10 кВ №1 со строительством участка ВЛ 10 кВ протяженностью 0,8 км; строительство ТП 1206 «Григорьевское дачи» (КТП 160 кВА); строительство участка ВЛ 0,4 кВ от вновь устанавливаемой ТП до ТП 421 «Жилая зона» с переводом части нагрузки ЛЭП на новую ТП 10/0,4 кВ	2020 г.
11.	Ярославский	с. Красное	в рамках утвержденной инвестиционной программы запланировано выполнение следующих работ: - реконструкция ТП 411 «Красное МТФ» с заменой на новую ТП 10/0,4 кВ киоскового типа мощность трансформатора 250 кВА; - реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 с заменой существующего провода на СИП в пролете опор № 1 – № 66 протяженностью ориентировочно ~2,5 км и заменой опор на железобетонные в количестве 30 шт.;	2021 г.

1	2	3	4	5
			- замена перекидок к домам потребителей в количестве 60 шт.	
12.	Мышкинский	дер. Угольники	в рамках капитального ремонта ВЛ планируется замена провода на СИП	2021 г.
13.	Некрасовский	дер. Грешнево	планируется выполнение мероприятия по замене существующей ТП с увеличением мощности установленного трансформатора и перераспределением нагрузки от ТП	2020 г.
14.	Ярославский	с. Толгоболь, дер. Курдумово	планируются к выполнению следующие мероприятия: - выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 10 кВ № 2 «Толгоболь» ПС 35/10 кВ «Лесные поляны», строительство ТП 1511 «Курдумово-3» ВЛ 10 кВ № 2 «Толгоболь» ПС 35/10 кВ «Лесные поляны»; - реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП 258 ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35/10 кВ «Лесные поляны» и строительство новой КЛ 10 кВ протяженностью 450 м, строительство новой ТП 10/0,4 кВ (КТП 250 кВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 2 ТП 258 со строительством ответвления ВЛ 0,4 кВ до вновь устанавливаемой ТП 10/0,4 кВ с перераспределением нагрузки на новую ТП 10/0,4 кВ	2020 г. 2021 г.
15.	Переславский	дер. Головинское	выполнение мероприятий по реконструкции ВЛ 0,4 кВ № 1, № 2, № 3, № 5 КТПП 630 кВА на участках от РУ 0,4 кВ до опор № 10, № 49, № 9, № 7 с заменой существующих опор на железобетонные и голого провода на СИП общей протяженностью 3,65 км; строительству двух участков ВЛ 10 кВ общей протяженностью 450 м; монтажу двух участков ВЛ 0,4 кВ общей протяженностью 80 м, установке на ВЛ 0,4 кВ № 2 ТП с трансформаторами мощностью 63 кВА и 160 кВА с переводом на них части нагрузок; замене существующей КТПП на новую	2021 г.
16.	Переславский	дер. Кружково, дер. Городище	в 2020 году планируются к выполнению проектно-изыскательские работы. В 2021 году планируются к выполнению следующие мероприятия: - реконструкция ВЛ 0,4 кВ в дер. Кружково с заменой опор на железобетонные и замена неизолированного провода на СИП протяженностью 0,56 км; - в качестве превентивных мероприятий персоналом Переславского РЭС филиала запланировано выполнение работ по расчистке трассы питающей	2021 г.

1	2	3	4	5
			линии от древесно-кустарной растительности, а также выполнение комплекса работ по техническому обслуживанию электроустановок филиала, включая перераспределение нагрузок по фазам на КТП «Городище»	
17.	Рыбинский	дер. Стригино	запланировано выполнение следующих мероприятий: - реконструкция ВЛ 10 кВ со строительством ВЛ 10 кВ от опоры № 5 отпайки на КТП «Усково» (ВЛ 10 кВ № 2 ПС «Глебово»); - строительство ТП столбового типа ТП 779 в центре нагрузок в дер. Стригино, ориентировочной мощностью 63 кВА с установкой выносного разъединителя типа РЛК-10; - реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП 084 «Стригино» в пролетах опор № 4 – № 20 с заменой существующих опор на железобетонные, голого провода на СИП, ориентировочной протяженностью 640 м; - замена перекидки к жилым домам в количестве 22 шт.	2021 г.
18.	Переславский	дер. Высоково	в 2020 году запланировано выполнение проектно-изыскательских работ. В 2021 году запланировано выполнение следующих мероприятий: - реконструкции ВЛ 0,4 кВ с заменой существующих опор на железобетонные и голого провода на СИП протяженностью 2,7 км; - замена существующей ТП (ТП 100 кВА) на ТП киоскового типа с трансформатором 160 кВА; - замена существующих перекидок к домам потребителей в количестве 54 шт.	2021 г.
19.	Ярославский	дер. Медведево	реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 2 ТП 429 «Коченятино» с заменой существующего провода на СИП, заменой деревянных опор на железобетонные, заменой ТП 429 «Коченятино» на новую ТП с трансформатором большей мощности	2021 г.
20.	Ярославский	дер. Селифонтово	реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 путем монтажа ВЛ по существующим опорам № 1 – № 7, № 31, № 32 протяженностью 250 м с перераспределением существующей нагрузки на новую ВЛ и установка дополнительного автоматического выключателя в РУ-0,4 кВ ТП 374 «Селифонтово 1»	2021 г.
21.	Даниловский	дер. Баскаково	в 2020 году планируются к выполнению проектно-изыскательские работы. В 2021 году планируются к выполнению следующие мероприятия: - строительство ВЛ 10 кВ протяженностью 0,9 км;	2021 г.

1	2	3	4	5
			<ul style="list-style-type: none"> - строительство СТП с трансформатором мощностью 63 кВА; - строительство ВЛ 0,4 кВ от новой СТП протяженностью 0,3 км; - замена перекидок к домам потребителей в количестве 7 шт. 	
22.	Тутаевский	дер. Ченцы	<p>в 2021 году планируются к выполнению проектно-изыскательские работы, по итогам которых в 2022 году планируются к выполнению следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по существующей трассе ВЛ 0,4 кВ № 1 от ТП 484 «Дор» будет произведен монтаж ВЛ 10 кВ с опор № 1 – № 12; - установка ТП 100 кВА в районе опоры № 13; - реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 с разделением ЛЭП на 3 участка: ВЛ 0,4 кВ № 1, с заменой неизолированного провода на самонесущий изолированный протяженностью 0,45 км, заменой деревянных опор на железобетонные в количестве 11 шт., заменой вводов к домам потребителей на СИП в количестве 16 шт.; ВЛ 0,4 кВ № 2, с заменой неизолированного провода на самонесущий изолированный протяженностью 0,4 км, заменой деревянных опор на железобетонные в количестве 8 шт., заменой вводов к домам потребителей на СИП в количестве 10 шт.; - ВЛ 0,4 кВ № 3, с заменой неизолированного провода на самонесущий изолированный (СИП) протяженностью 0,7 км, с заменой деревянных опор на железобетонные в количестве 13 шт., заменой вводов к домам потребителей на СИП в количестве 14 шт. 	2022 г.
23.	Переславский	дер. Яропольцы	<p>строительство ВЛ 10 кВ протяженностью 410 м до вновь монтируемой ТП, реконструкция существующей ТП 207 (Ярополец) с заменой на более мощный трансформатор, реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1, № 2, № 3 ТП 207 (Ярополец) с заменой существующего провода на СИП протяженностью 1900 м, замена опор (39 шт.), перекидок к жилым домам (27 шт.). Данные мероприятия включены в долгосрочную инвестиционную программу</p>	2021 г.

8. Анализ состояния и разработка мероприятий по консолидации и восстановлению передаваемого на баланс ТСО бесхозяйного имущества

8.1. Работа по выявлению бесхозяйных и бесконтрольно функционирующих электросетевых объектов на территории МР Ярославской области осуществляется в рамках поручений Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения в установленном порядке.

По состоянию на 01.04.2019 на территории Ярославской области значилось 94 бесхозяйных, бесконтрольно функционирующих объектов электросетевого хозяйства, в том числе 52 объекта ВЛ и КЛ, 42 ТП и РП.

Работа по выявлению, регистрации как бесхозяйного объекта, поиску собственников объекта, принадлежности к электросетевой организации осуществляется электросетевыми организациями и органами местного самоуправления.

Для обеспечения выявления и постановки на учет бесхозяйных объектов в субъектах энергетики действуют утвержденные нормативные правовые акты, устанавливающие порядок и сроки организации данной работы.

Так, в филиале ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» работа организуется в соответствии с Руководством «Выявление бесхозяйных, бесконтрольно функционирующих объектов электросетевого хозяйства в регионах ответственности ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья», их учет и установление контроля», утвержденным приказом ПАО «МРСК Центра» от 04.03.2019 № 80-ЦА, и законодательством Российской Федерации.

При этом в рамках мероприятий по выявлению бесхозяйных объектов электросетевого хозяйства субъектами энергетики проводятся следующие мероприятия:

- выявление на постоянной основе электросетевых объектов, обладающих признаками бесхозяйного имущества;

- проведение технического обследования выявленных электросетевых объектов, обладающих признаками бесхозяйного имущества, с указанием необходимых мероприятий для приведения объектов к нормативным требованиям, пожарной безопасности, электробезопасности и предупреждения электро-травматизма;

- розыск возможных собственников выявленного электросетевого объекта, обладающего признаками бесхозяйного имущества.

При установлении отсутствия собственников/отказа собственников от прав/невозможности установления собственников субъекты ТСО опираются на выработанные методы работы и определяют стратегию по установлению контроля над выявленными электросетевыми объектами, обладающими признаками бесхозяйного имущества.

Стратегия 1 – включение строительства объектов-аналогов в состав ИПР, с последующим переключением потребителей на вновь построенный объект.

Стратегия 2 – приобретение права собственности на бесхозный объект муниципальным образованием в соответствии нормами статьи 225 Гражданского Кодекса Российской Федерации и пункта 4 статьи 14 Федерального закона от 06.10.2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации».

Стратегия 3 – непосредственное вступление ТСО во владение бесхозным объектом с последующим установлением права собственности на него в установленном действующим законодательством порядке.

8.2. В 2019 году филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» выявлено и учтено на балансе бесхозных и брошенных собственниками 143 объекта движимого электросетевого хозяйства общим объемом 93,406 У.Е., из них ЛЭП общей протяженностью 27,9 км, ТП и оборудование ЗТП в количестве 15 шт., мощностью 6,345 МВА.

По состоянию на 01.01.2019 на контроле филиала находилось 25 недвижимых объектов электросетевого хозяйства, установление прав собственности на которые федеральным законодательством отнесено к полномочиям органов местного самоуправления муниципальных образований. В 2019 году в отношении:

- 5-ти недвижимых объектов электросетевого хозяйства органом местного самоуправления зарегистрировано право собственности (Переславский МР);

- 5-ти объектов материалы направлены в суд (Переславский МР);

- 5-ти объектов направлены документы в Росреестр о постановке на учет бесхозного объекта (Некрасовский МР);

- 3-х объектов ведется работа по постановке на кадастровый учет (Некрасовский МР и Борисоглебский МР).

По состоянию на 31.12.2019 с контроля сняты 5 объектов, в отношении 2-х объектов собираются материалы для признания права собственности за филиалом в судебном порядке.

8.3. В 2019 году на баланс АО «ЯрЭСК» принято КТП-100 кВА 6 кВ «ГАИ» в г. Переславле-Залесском.

В 2020 году на баланс АО «ЯрЭСК» планирует принять КТП-100 кВА «КБО» в пос. Некрасовском.

9. Разработка программы повышения надежности электроснабжения и оснащенности социально значимых объектов РИСЭ

Одним из направлений в работе органов исполнительной власти области, субъектов электроэнергетики по повышению надежности электроснабжения потребителей является оснащение и использование передвижных и стационарных РИСЭ.

На территории области сформирована группировка РИСЭ, позволяющая обеспечить резервное электроснабжение социально значимых объектов.

Все имеющиеся в наличии РИСЭ социально значимые объекты и объекты жизнеобеспечения Ярославской области находятся в рабочем состоянии.

Группировка передвижных РИСЭ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» включает в себя 36 передвижных РИСЭ общей мощностью 3900 кВА, в том числе:

- мощностью 100 кВА – 35 шт.;
- мощностью 400 кВА – 1 шт.

Количество и мощность РИСЭ выбраны исходя из следующих условий:

- количество и мощность социально значимых объектов;
- категоричность социально значимых объектов;
- расстояние до социально значимых объектов от мест постоянного базирования РИСЭ;
- максимально прогнозируемый, в том числе на основе постоянных наблюдений, уровень аварийности;
- время передислокации РИСЭ для наращиваний необходимой группировки генераторов.

Передвижной РИСЭ на базе автомобиля «КАМАЗ» мощностью 400 кВА применяется для обеспечения электроснабжения потребителей на время производства работ или во время технологических нарушений в пределах г. Ярославля.

Передвижные РИСЭ мощностью 100 кВА расположены в МР Ярославской области с учетом количества и мощности социально значимых объектов, параметров аварийности и повреждаемости на электрических сетях с возможной перебазировкой РИСЭ.

В зависимости от количества обесточенных социально значимых объектов в одном из МР Ярославской области или при массовых технологических нарушениях имеется возможность дополнительно передислоцировать РИСЭ в следующем порядке:

- из РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – расчетное время доставки РИСЭ до 2 часов;
- из смежных филиалов ПАО «МРСК Центра» – расчетное время доставки РИСЭ до 4 – 6 часов в зависимости от удаленности филиала.

Перечень РИСЭ, привлекаемых для организации надежного электроснабжения социально значимых объектов, с вариантами перемещения

№ п/п	Подразделение	Место размещения	Количество, шт.	Возможные варианты перераспределения РИСЭ между подразделениями
1	2	3	4	5
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
1.1.	Большесельский РЭС	Большесельский район, Большое Село, ул. Усыкина, д. 25б	1	Угличский РЭС, Мышкинский РЭС, Тутаевский РЭС (правая сторона), Рыбинский РЭС
1.2.	Борисоглебский РЭС	Борисоглебский район, пос. Борисоглебский, ул. Комсомольская, д. 40	1	Ярославский РЭС, МУП «Яргорэлектросеть» г. Ярославля, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Переславский РЭС, Угличский РЭС
1.3.	Брейтовский РЭС	с. Брейтово, ул. Гагарина, д. 2б	1	Некоузский РЭС, Мышкинский РЭС
1.4.	Гаврилов-Ямский РЭС	г. Гаврилов-Ям, ул. Клубная, д. 68	1	Ярославский РЭС, МУП «Яргорэлектросеть» г. Ярославля, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.5.	Даниловский РЭС	г. Данилов, ул. Дорожная, д. 18	2	Первомайский РЭС, Любимский РЭС, Тутаевский РЭС (левая сторона), Некрасовский РЭС (левая сторона)
1.6.	Любимский РЭС	г. Любим, ул. Московская, д. 1а	1	Первомайский РЭС, Даниловский РЭС, Некрасовский РЭС (левая сторона)
1.7.	Мышкинский РЭС	г. Мышкин, ул. Энергетиков, д. 5а	1	Угличский РЭС, Большесельский РЭС, Некоузский РЭС, Рыбинский РЭС, Брейтовский РЭС
1.8.	Некоузский РЭС	Некоузский район, с. Новый Некоуз, ул. Советская, д. 3а	2	Брейтовский РЭС, Мышкинский РЭС, Рыбинский РЭС

1	2	3	4	5
1.9.	Некрасовский РЭС	Некрасовский район, пос. Некрасовское, ул. Энергетиков, д. 18	2	Ярославский РЭС, МУП «Яргорэлектросеть» г. Ярославля, Гаврилов-Ямский РЭС
1.10.	Первомайский РЭС	Ярославский район, пос. Пречистое, ул. Энергетиков, д. 15	1	Любимский РЭС, Даниловский РЭС, Пошехонский РЭС
1.11.	Переславский РЭС	г. Переславль-Залесский, ул. Московская, д. 120	3	Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.12.	Пошехонский РЭС	г. Пошехонье, ул. Рыбинская, д. 49	2	Рыбинский РЭС, Тутаевский РЭС (левая сторона), Первомайский РЭС
1.13.	Ростовский РЭС	г. Ростов, Савинское шоссе, д. 15	3	Ярославский РЭС, МУП «Яргорэлектросеть» г. Ярославля, Гаврилов-Ямский РЭС, Борисоглебский РЭС, Переславский РЭС
1.14.	Рыбинский РЭС	г. Рыбинск, ул. Кулибина, д. 14	3	Большесельский РЭС, Тутаевский РЭС (правая сторона), Мышкинский РЭС, Пошехонский РЭС
1.15.	Тутаевский РЭС	г. Тутаев, ул. Привокзальная, д. 7	2	Ярославский РЭС, МУП «Яргорэлектросеть» г. Ярославля, Рыбинский РЭС, Большесельский РЭС
1.16.	Угличский РЭС	г. Углич, пос. Мебельщиков, д. 3а	2	Мышкинский РЭС, Большесельский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.17.	Ярославский РЭС	г. Ярославль, ул. Северная подстанция, д. 9	1	Тутаевский РЭС, Некрасовский РЭС, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
		г. Ярославль, ул. Стачек, д. 60а	2	
1.18.	РЭС I категории МУП «Яргорэлектросеть» г. Ярославля	г. Ярославль, просп. Октября, д. 86	4	Тутаевский РЭС, Некрасовский РЭС, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
		г. Ярославль, просп. Октября, д. 86	1	Ярославская область
2. АО «ЯрЭСК»				
2.1.	Переславль-Залесский	г. Переславль-Залесский, пер. Призывной, д. 16	1	г. Переславль-Залесский

1	2	3	4	5
	филиал	г. Переславль-Залесский, пер. Призывной, д. 16	2	г. Переславль-Залесский
2.2.	Любимский участок	г. Любим, ул. Октябрьская, д. 54	1	Любимский район
		г. Любим, ул. Октябрьская, д. 54	1	Любимский район
2.3.	Мышкинский участок	г. Мышкин, ул. Успенская, д. 24	1	Мышкинский район
2.4.	Ярославский участок	г. Ярославль, ул. Северная подстанция, д. 9	1	Ярославский район
		г. Ярославль, ул. Северная подстанция, д. 9	1	Ярославский район
		г. Ярославль, ул. Северная подстанция, д. 9	1	Ярославский район
2.5.	Ярославский участок Рыбинская группа	г. Рыбинск, ул. Румянцевская, д. 53	1	Рыбинский район
2.6.	Некрасовский участок	пос. Некрасовское, ул. Советская, д. 178, стр. 5	1	Ярославский район
3. ОАО «ЖКХ «Заволжье»				
	ОАО «ЖКХ «Заволжье»	Ярославский район, пос. Заволжье	1	Ярославский район
		Ярославский район, пос. Заволжье	1	Ярославский район
		Ярославский район, пос. Заволжье	1	Ярославский район
		Ярославский район, пос. Михайловский	1	Ярославский район
4. МУП Тутаевского МР «Горэлектросеть»				
	МУП Тутаевского МР «Горэлектросеть»	г. Тутаев, ул. Промзона, д. 9	1	Тутаевский район
		г. Тутаев, ул. Осипенко, д. 4а	1	Тутаевский район

10. Анализ состояния учета потребления электрической энергии и практики внедрения АСКУЭ в электрических сетях индивидуальных пользователей.

10.1. Внедрение АСКУЭ в расчетах за потребленную электроэнергию с потребителями является стратегической задачей для субъектов электроэнергетики Ярославской области.

10.2. Результаты и планы внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии на территории Ярославской области.

10.2.1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

В рамках реализованных программ развития учета электроэнергии на конец 2019 года осуществлена автоматизация 45 233 точек учета.

Из 45 233 точек учета организованы:

- 3 431 точка технического учета электрической энергии;
- 41 802 точек коммерческого учета электрической энергии;
- 5 382 точек учета на вводах многоквартирных домов;
- 32 009 точек учета индивидуальных потребителей, граждан.

С целью модернизации учета электрической энергии потребителей и автоматизации передачи данных с приборов учета распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 июня 2014 г. № 1059-р утвержден проект «Строительство интеллектуальных сетей», предполагающий организацию интеллектуального учета электроэнергии, включая установку 121 833 приборов учета на территории 11 МР Ярославской области (Ярославский, Даниловский, Тутаевский, Некрасовский, Рыбинский, Большесельский, Пошехонский, Брейтовский, Ростовский (частично), Угличский (за исключением сетей г. Углича), Переславский).

Ярославская область стала участницей проекта «Строительство интеллектуальных сетей» наряду с Тульской и Калининградской областями. Реализация данного проекта осуществляется за счет выделения средств из Фонда национального благосостояния.

Успешная реализация проекта «Строительство интеллектуальных сетей» позволит автоматизировать 49 процентов приборов учета, получить эффект в снижении потерь в объеме 164,67 млн. кВт × ч в год.

В 2019 году реализована концепция «Цифровизация» на ТП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», по результатам которой установлен технический учет на 353 ТП (на территории Тутаевского МР) с обеспечением в первом полугодии 2020 функции наблюдаемости за ТП, установлено 356 приборов учета электроэнергии в рамках инвестиционной программы 2019 года.

Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2018 году был заключен энергосервисный договор на строительство АИИС КУЭ со сроком окончания работ в 2019 году. Исходя из цели наибольшего эффекта от снижения потерь электроэнергии приоритетными районами выбраны г. Углич, а также отдельные районы г. Ярославля и Ярославский МР. Всего планировалось автоматизировать 25 200 точек учета. По итогам 2019 года установлено 11 529 приборов учета электроэнергии, включая следующие объекты строительства:

- объекты, переведенные в промышленную эксплуатацию:
- ПС «Возрождение» ф. 6;
- ПС «Ватолино» ф. 10;
- ПС «Алтыново» ф. 174, ф. 175;
- ПС «Машприбор» ф. 2, ф. 6, ф. 16;
- ПС «Машприбор» ф. 5, ф. 23, ф. 25;
- ПС «Толга» ф. 73, ф. 94, ф. 19, ф. 34, ф. 35, ф. 93, ф. 9, ф. 10, ф. 15, ф. 27, ф. 31;

- объекты, не переведенные в промышленную эксплуатацию:

ПС «Тормозная» ф. 5, ф. 9, ф. 14, ф. 21, ф. 23, ф. 24;

ПС «Южная» ф. 120, ф. 218, ф. 109, ф. 406, ф. 102, ф. 213, ф. 302, ф. 402, ф. 301, ф. 407, ф. 216, ф. 308;

ПС «Институтская» ф. 106, ф. 204, ф. 307, ф. 407, ф. 305, ф. 404, ф. 103, ф. 205, ф. 104, ф. 202, ф. 105, ф. 203, ф. 303, ф. 403;

ПС «Перекоп» ф. 3, ф. 2, ф. 4, ф. 9, ф. 5, ф. 14;

ПС «Ведерники» ф. 3, ф. 4;

ПС «Которосль» ф. 106, ф. 205, ф. 406, ф. 108, ф. 203;

г. Углич.

Ожидаемый эффект от реализации данного проекта – снижение потерь в объеме 68,9 млн. кВт × ч.

В 2020 году запланировано заключение договора лизинга на строительство АИИС КУЭ. В рамках данного договора планируется автоматизировать 902 точки учета в Ростовском и Некоузском РЭС.

Таблица 10

**Сводная информация об объемах внедрения средств АИИС КУЭ
в соответствии с реализуемыми проектами**

Период реализации, годы	Единица показателя	Всего	Технический учет		Коммерческий учет		
			ПС 35 – 110 кВ	ТП/РП 6 – 10 кВ	ПС 35 – 110 кВ	ТП/РП 6 – 10 кВ	1 кВ и ниже
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Проект ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» «Программа перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии»							
До 2019	количество точек учета, шт.	45 233	1494	1937	1119	1315	39368
	доля автоматизации, %	18	-	-	-	-	-
2. Проект «Создание системы учета электроэнергии» филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с участием РФПИ							
2016 – 2022	количество точек учета, шт.	121 833	82	3864	-	1145	116742
	доля автоматизации, %	49	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
	тизации, %						
3. Проект «Энергосервисный контракт» в г. Угличе и г. Ярославле							
2018 – 2020	количество точек учета, шт.	25200	0	842	0	149	24209
	доля автоматизации, %	10	-	-	-	-	-
4. Проект договора лизинга в Ростовском, Некоузском районах							
2020	количество точек учета, шт.	902	0	23	0	7	872
	доля автоматизации, %	100	-	-	-	-	-

10.2.2. ПАО «ТНС энерго Ярославль».

В период с 2010 – 2019 годов осуществлено внедрение АСКУЭ в 405 многоквартирных домах (40 813 точек коммерческого учета) и в 539 бюджетных организациях Ярославской области (1 584 точки коммерческого учета).

Благодаря внедрению АСКУЭ появился более точный учет энергоресурсов из-за использования приборов учета с более высоким классом точности, снизилось потребление электроэнергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах в среднем на 40 процентов, появилась возможность мониторинга режимов электроснабжения, выбора любой ценовой категории, нормирования расходов на электроэнергию по однотипным объектам в бюджетных организациях.

В 2020 – 2022 годах планируется замена приборов учета электроэнергии в многоквартирных домах в соответствии с Федеральным законом

от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», а также внедрение АСКУЭ в многоквартирных домах с большим количеством вышедших из строя приборов учета электрической энергии.

10.2.3. АО «ЯрЭСК».

Ожидаемый эффект от реализации данных проектов – снижение потерь в объеме 90 млн. кВт × ч и снижение потребления электроэнергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах в среднем на 40 процентов.

11. Анализ состояния, возможностей развития сети уличного освещения в соответствии с реализуемой Концепцией модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области

11.1. Анализ состояния сети уличного освещения в муниципальных образованиях Ярославской области.

На территории 19 муниципальных образований Ярославской области установлено около 77,5 тысячи светильников наружного освещения, в том числе около 17 тысяч энергосберегающих светильников (22 процента от общего количества).

Более 60,5 тысячи светильников установлены и подключены к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», из них:

- около 30 тысяч светильников установлены в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 17 муниципальных образованиях области;

- более 30,5 тысячи светильников установлены в г. Ярославле, из них более 1800 светильников (6 процентов от общего количества) являются энергосберегающими. Большая часть из них находится на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

Более 5,1 тысячи светильников установлены на электрических сетях, эксплуатируемых АО «ЯрЭСК» в г. Переславле-Залесском, г. Мышкине, г. Любиме, пос. Некрасовском, в том числе энергосберегающих светильников более 2,5 тысячи штук (около 50 процентов от общего количества).

Около 12 тысяч светильников, в том числе более 1 100 энергосберегающих светильников (9 процентов от общего количества), установлены на электрических сетях иных ТСО.

Около 80 процентов существующих светильников подключены непосредственно к силовой электросети, что существенно снижает надежность электроснабжения потребителей. Во многих населенных пунктах СП уличное освещение пришло в нерабочее состояние, а в отдельных случаях полностью отсутствует.

При этом администрации МР и СП не в состоянии обеспечивать поддержание уличного освещения в надлежащем состоянии ввиду высокого уровня затрат на обслуживание и оплату электрической энергии. Не обеспечивается проведение в необходимом объеме ремонта и обслуживания светильников, не расширяется сеть наружного освещения.

11.2. Концепция модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области.

11.2.1. Развитие сети наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области предлагается осуществлять в рамках Концепции модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области, согласованной Правительством области, филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и АО «ЯрЭСК».

В зону реализации Концепции модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области попадают линии (цепи) наружного освещения и порядка 18 500 морально устаревших светильников в МР и городских округах.

При выполнении данной работы планируется:

- использовать светодиодные светильники с линейкой мощности от 35 Вт до 90 Вт с базовой мощностью светильников в размере 55 Вт;
- использовать только качественные светодиодные светильники, имеющие гарантию не менее 7 лет с представлением производителем подменного фонда не менее 2 процентов от объема закупаемых светильников.

В соответствии с Концепцией модернизации наружного (уличного) освещения планируется за счет собственных средств филиала ПАО «МРСК Центра» и АО «ЯрЭСК» провести поэтапную модернизацию системы наружного освещения с заменой устаревших светильников на энергосберегающие светодиодные светильники. Условием реализации намеченных мероприятий является заключение органами местного самоуправления энергосервисных контрактов с электросетевыми организациями.

В 2020 году планируется:

- филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» заменить около 27 500 светильников на светодиодные в г. Ярославле;
- АО «ЯрЭСК» заменить около 1 700 светильников на светодиодные в рамках совместной программы с администрациями муниципальных образований.

11.2.2. Ожидаемые результаты.

В результате проведенных мероприятий в муниципальных образованиях планируется получить:

- снижение ориентировочно в 4,5 раза объема и затрат на потребляемую электроэнергию;
- снижение ориентировочно в 5 раз ежегодных затрат на обслуживание (замену) светодиодных светильников.

В целях обеспечения качественной услугой наружного освещения планируется решение следующих задач:

- создание в населенных пунктах централизованной сети наружного освещения с переводом подключения светильников на отдельную цепь для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к

силовой электросети, с последующим обеспечением возможности внедрения вечернего и ночного режимов работы наружного освещения;

- установка узлов учета АСКУЭ на сетях наружного освещения и устройств управления;

- создание условий для повышения безопасности дорожного движения и предупреждения правонарушений на улицах населенных пунктов;

- повышение надежности электроснабжения потребителей в населенных пунктах за счет выделения наружного освещения в отдельную электрическую сеть.

В результате проведенных мероприятий администрации муниципальных образований получают дополнительную экономию бюджетных средств за счет внедрения вечернего и ночного режимов работы наружного освещения и корректного учета объема электроэнергии, потребляемой на нужды наружного освещения.

11.2.3. Механизм реализации.

Реализация планируемых в рамках Концепции модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области мероприятий предполагается за счет собственных средств организаций, победивших в конкурсных процедурах на заключение энергосервисных контрактов с органами местного самоуправления муниципальных образований Ярославской области.

При проведении работ на электросетях 0,4 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» исполнители энергосервисных контрактов до начала работ оформляют в установленном порядке допуск своего персонала для работы на сетях филиала.

В пределах средств, предусмотренных в энергосервисных контрактах, администрации муниципальных образований в соответствии с утвержденным графиком осуществляют возврат средств (фиксированный процент экономии энергетического ресурса, подлежащего уплате исполнителю энергосервисного контракта) и оплачивают электроэнергию, потребленную светодиодными светильниками. Максимальный возврат средств должен быть произведен в течение первых трех лет.

Работы в рамках заключенных администрациями муниципальных образований энергосервисных контрактов производятся при соблюдении условий своевременной оплаты возврата средств по заключенным контрактам.

12. Организация электроснабжения энергопринимающих устройств, расположенных на земельных участках, предоставленных бесплатно льготным категориям граждан

В Ярославской области земельные участки выделяются бесплатно гражданам с тремя и более детьми и иным льготным категориям граждан.

Использование земельных участков для индивидуального жилищного строительства предполагает, что такие участки должны быть обеспечены необходимой для дальнейшего строительства инженерной и коммунальной инфраструктурой.

Электроснабжение земельных участков, выделяемых льготным категориям граждан, осуществляется в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

Перечень земельных участков, предоставляемых бесплатно льготным категориям граждан и присоединяемых к электрическим сетям ТСО, представлен в таблице 12.

Мероприятия по объектам перечня выполняются ТСО на основании договоров на технологическое присоединение, заключенных собственниками земельных участков (либо их представителями), за счет средств, предусмотренных в тарифе на услуги по передаче электрической энергии.

Таблица 12

Перечень земельных участков, предоставляемых бесплатно
льготным категориям граждан и присоединяемых
к электрическим сетям ТСО

№ п/п	Наименование района, населенного пункта	Предоставленные земельные участки		Планируется предоставить земельных участков	
		количес во	площадь, га	количес во	площадь , га
1	2	3	4	5	6
1.	Г. Ярославль	90	60,74	65	44,09
2.	Большесельский	69	89,91	14	23,93

1	2	3	4	5	6
	район всего – в том числе:				
2.1.	Дер. Сельцо	23	21,77	-	-
2.2.	Дер. Борисовское	2	3,68	-	-
2.3.	Дер. Приречье	1	1,49	-	-
2.4.	Дер. Деревни	2	3,66	1	2,26
2.5.	Дер. Андреево	2	4,31	-	-
2.6.	С. Варегово	7	9,12	-	-
2.7.	С. Благовещенье	1	1,5	-	-
2.8.	С. Новое	6	6,31	1	1,06
2.9.	Дер. Хмельники	1	2,5	-	-
2.10.	Дер. Колошино	1	2,2	2	2,02
2.11.	Дер. Миглино	5	8,87	1	1,5
2.12.	Дер. Каплино	1	1,4	-	-
2.13.	С. Большое Село	5	4,59	1	0,6
2.14.	С. Дунилово	3	4,62	1	1
2.15.	Дер. Чаново	2	5,08	-	-
2.16.	Дер. Васенино	1	0,72	-	-
2.17.	Дер. Игрищи	4	5,02	-	-
2.18.	Дер. Ваулино	1	1,07	-	-
2.19.	Дер. Бекичево	1	2	-	-
2.20.	Дер. Семёновское	-	-	1	3,01
2.21.	Дер. Каменское	-	-	1	1,32
2.22.	Дер. Труфимская	-	-	1	1,06
2.23.	Дер. Прокшино	-	-	1	1,2
2.24.	Дер. Шаманино	-	-	1	0,9
2.25.	Дер. Ермаково	-	-	1	4
2.26.	Дер. Бокарёво	-	-	1	4
3.	Гаврилов-Ямский район всего – в том числе:	277	394,66	37	47,6
3.1.	Г. Гаврилов-Ям	107	113,38	24	24,91
3.2.	С. Великое	37	60,06	-	-
3.3.	Дер. Поляна	4	8,4	2	4,8
3.4.	С. Лахость	8	13,09	-	-
3.5.	Дер. Аколово	3	5,85	-	-
3.6.	Дер. Губино	4	6,01	2	3,01
3.7.	Дер. Головино	3	7,6	-	-
3.8.	С. Ставотино	7	14,11	1	2,44
3.9.	С. Стогинское	12	18,61	-	-
3.10.	Великосельский аграрный техникум	9	18,06	-	-

1	2	3	4	5	6
3.11.	Дер. Коромыслово	6	17,28	-	-
3.12.	Дер. Курдумово	24	33,13	-	-
3.13.	Дер. Рыково	3	5,57	-	-
3.14.	С. Митино	3	3,84	-	-
3.15.	Дер. Путилово	1	1,8	-	-
3.16.	Дер. Прошенино	9	13,01	-	-
3.17.	Дер. Шалаево	7	9,34	-	-
3.18.	С. Шопша	7	7,72	1	1,57
3.19.	С. Заячий-Холм	3	4,02	-	-
3.20.	Пос. Заря	3	5,44	-	-
3.21.	Дер. Слобода	1	1,21	-	-
3.22.	С. Спасс	2	2,66	-	-
3.23.	С. Ильинское- Урусово	2	2,54	-	-
3.24.	Дер. Кузовково	1	1,65	-	-
3.25.	С. Юцкое	4	8,52	1	1,58
3.26.	С. Вышеславское	5	8,21	2	2,9
3.27.	Дер. Насакино	1	2	-	-
3.28.	Дер. Коркино	1	1,55	3	4,38
3.29.	Дер. Поповка	-	-	1	2,01
4.	Переславский район всего – в том числе:	69	92,04	72	73,49
4.1.	Г. Переславль- Залесский	15	10,97	25	17,28
4.2.	С. Семендяйка	6	7,02	-	-
4.3.	Дер. Дядькино	3	5,76	-	-
4.4.	С. Голоперово	14	28	3	6
4.5.	С. Новое	4	5,85	-	-
4.6.	С. Глебовское	1	1,14	-	-
4.7.	Дер. Поповское	2	2	1	1
4.8.	Дер. Сидорково	1	1,5	-	-
4.9.	Дер. Карсаково	1	1,9	-	-
4.10.	С. Будовское	1	1,2	-	-
4.11.	С. Купанское	6	11,49	-	-
4.12.	С. Филимоново	5	5	8	8
4.13.	Дер. Болшево	1	1	-	-
4.14.	С. Нила	1	1,11	-	-
4.15.	С. Нагорье	4	4	6	6,11
4.16.	Дер. Ченцы	2	2,3	-	-
4.17.	Дер. Святово	1	0,8	-	-
4.18.	Пос. Ивановское	1	1	4	4

1	2	3	4	5	6
4.19.	Дер. Перелески	-	-	1	1
4.20.	С. Берендеево	-	-	3	3
4.21.	Дер. Любимцево	-	-	1	1,5
4.22.	С. Перцево	-	-	1	0,6
4.23.	С. Кубринск	-	-	3	5,8
4.24.	Дер. Подберезье	-	-	16	19,2
5.	Любимский район всего – в том числе:	2	3,83	-	-
5.1.	Дер. Рудниково	1	2	-	-
5.2.	Дер. Красный Бор	1	1,83	-	-
6.	Некоузский район всего – в том числе:	51	72,88	9	12,85
6.1.	Дер. Мышкино	16	17,93	-	-
6.2.	Дер. Мурзино	1	1,48	-	-
6.3.	Дер. Гладышево	1	1,5	-	-
6.4.	С. Новый Некоуз	14	22,08	6	9,85
6.5.	Пос. Шестихино	4	4,37	3	3
6.6.	Дер. Чурилово	2	5	-	-
6.7.	Дер. Котово	1	2,5	-	-
6.8.	С. Верхне-Никульское	8	11,74	-	-
6.9.	Дер. Большое Дьяконово	2	2,46	-	-
6.10.	Дер. Беловская	1	1,32	-	-
6.11.	Дер. Ефаново	1	2,5	-	-
7.	Некрасовский район всего – в том числе:	372	55,8	-	-
7.1.	Дер. Басова	6	0,9	-	-
7.2.	Раб. пос. Грешнево	72	10,8	-	-
7.3.	Дер. Ескино	4	0,6	-	-
7.4.	Дер. Климатино	85	12,75	-	-
7.5.	Дер. Шишелово	3	0,45	-	-
7.6.	Дер. Юрьевка	16	2,4	-	-
7.7.	Раб. пос. Ярославский	3	0,45	-	-
7.8.	Раб. пос. Бурмакино	10	1,5	-	-
7.9.	Раб. пос. Некрасовское	118	17,7	-	-
7.10.	С. Левашово	41	6,15	-	-
7.11.	С. Никольское	14	2,1	-	-
8.	Г. Пошехонье	8	9,2	12	12,99

1	2	3	4	5	6
8.1.	Пошехонский район всего – в том числе:	24	16,04	-	-
8.2.	Дер. Нефедьево	1	1,59	-	-
8.3.	Дер. Яковлевское	2	5,11	-	-
8.4.	С. Белое	2	1,5	-	-
8.5.	С. Гаютино	1	1,9	-	-
8.6.	С. Колодино	2	2,8	-	-
8.7.	С. Кременево	1	0,89	-	-
8.8.	Дер. Вошиково	15	2,25	-	-
9.	Ростовский район всего – в том числе:	41	59,17	68	105,38
9.1.	С. Климатино	3	4,24	5	6,89
9.2.	Раб. пос. Поречье- Рыбное	1	0,81	-	-
9.3.	Раб. пос. Ишня	11	16,41	7	10,19
9.4.	Дер. Судино	4	7,17	5	9,34
9.5.	С. Львы	1	0,74	-	-
9.6.	Раб. пос. Семибратово	4	5,56	-	-
9.7.	С. Татищев-Погост	1	0,76	1	1,43
9.8.	С. Белогостицы	5	6,39	2	2,59
9.9.	С. Сулость	3	3,94	-	-
9.10.	Раб. пос. Петровское	1	1,32	-	-
9.11.	С. Деревни	3	5,52	10	16,31
9.12.	Дер. Коленово	4	6,31	18	28,59
9.13.	Дер. Ново	-	-	6	6,75
9.14.	Дер. Стрелы	-	-	3	3,54
9.15.	С. Дмитриановское	-	-	1	2
9.16.	Дер. Конюково	-	-	1	1,38
9.17.	С. Первитино	-	-	1	1,34
9.18.	Дер. Тереньково	-	-	1	1,13
9.19.	Дер. Перово	-	-	1	1,15
9.20.	Дер. Лазарево	-	-	1	1,83
9.21.	С. Зверинец	-	-	1	2,03
9.22.	Дер. Ломы	-	-	1	2,49
9.23.	С. Шулец	-	-	1	2,5
9.24.	С. Пужбол	-	-	2	3,9
10.	Г. Данилов	-	-	17	1,82
11.	Даниловский район: дер. Богданово	-	-	6	0,70
12.	Г. Рыбинск	43	50,07	44	52,8

1	2	3	4	5	6
13.	Рыбинский район всего – в том числе:	632	92,95	133	19,95
13.1.	Покровское СП: пос. Красная Горка	26	3,9	-	-
13.2.	Дер. Бараниха	6	0,9	-	-
13.3.	Дер. Полежаево	32	4,8	-	-
13.4.	Дер. Нелюбовское	33	5	-	-
13.5.	С. Никольское	40	6	-	-
13.6.	Дер. Малое Кстово			11	1,65
13.7.	Судоверфское СП: дер. Завражье	28	4,2	72	10,8
13.8.	Дер. Залужье	63	9,4	-	-
13.9.	Дер. Макарово	36	3,6	-	-
13.10.	Дер. Пригорки	15	2,3	-	-
13.11.	Дер. Пчесновики	28	4,2	-	-
13.12.	Глебовское СП: дер. Мархачево	30	4,5	-	-
13.13.	Дер. Ефремцево	48	7,2	-	-
13.14.	Дер. Щепетники	14	2,1	-	-
13.15.	Дер. Захарино	60	9	-	-
13.16.	Дер. Будихино	-	-	30	4,5
13.17.	Назаровское СП: дер. Новый Поселок	13	1,9	-	-
13.18.	Дер. Паздеринское	38	5,7	20	3
13.19.	Дер. Шашково	49	7,3	-	-
13.20.	Октябрьское СП: дер. Андреевское	52	7,8	-	-
13.21.	Арефинское СП: дер. Борщевка	14	2,1	-	-
13.22.	Огарковское СП: дер. Волково	7	1,05	-	-
14.	Тутаевский район всего – в том числе:	100	15	-	-
14.1.	Дер. Цветково	1	0,15	-	-
14.2.	Дер. Выползово	1	0,15	-	-
14.3.	С. Савинское	1	0,15	-	-
14.4.	Пос. Константиновский	19	2,85	-	-
14.5.	Дер. Панино	16	2,4	-	-
14.6.	Дер. Столбищи	21	3,15	-	-

1	2	3	4	5	6
14.7.	Дер. Шелково	6	0,9	-	-
14.8.	Дер. Емишево	3	0,45	-	-
14.9.	Дер. Саматово	25	3,75	-	-
14.10.	Дер. Павловское	4	0,6	-	-
14.11.	Дер. Ясиплево	2	0,3	-	-
14.12.	Дер. Рославлево	1	0,15	-	-
15.	Г. Тутаев всего – в том числе:	185	27,75	-	-
15.1.	Мкр. Молявинское поле	180	27	-	-
15.2.	Пос. Купоросный	5	0,75	-	-
16.	Первомайский район всего – в том числе:	28	65,55	27	31,11
16.1.	Раб. пос. Пречистое	16	20,54	27	31,11
16.2.	Дер. Пустынь	1	4	-	-
16.3.	С. Кукобой	4	15,86	-	-
16.4.	Дер. Заболотье	1	3,87	-	-
16.5.	Дер. Душилово	1	4	-	-
16.6.	С. Семёновское	3	11,06	-	-
16.7.	С. Сондолово	1	3,82	-	-
16.8.	Дер. Бабицино	1	2,4	-	-
17.	Г. Мышкин	9	5,41	5	5
18.	Мышкинский район всего – в том числе:	3	3,72	6	8,81
18.1.	Охотинский с/о: дер. Антеплево	-	-	1	0,78
18.2.	Дер. Кирьяново	-	-	2	2
18.3.	Пос. Юхоть	-	-	1	1
18.4.	С/о Поводневский: С. Повднево	-	-	2	1,85
19.	Брейтовски район в том числе:	3	3,72	2	3,18
19.1.	дер. Ульяниха	1	1	-	-
19.2.	С. Брейтово	2	2,72	2	3,18

Список используемых сокращений

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии

АО – акционерное общество

АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии

БП – бытовые потребители

БСК – батареи статистических конденсаторов

ВЛ – воздушная линия

ГСК – гаражно-строительный кооператив

ГУП – государственное унитарное предприятие

ГЭС – гидроэлектростанция

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство

ЖСК – жилищно-строительный кооператив

ЗАО – закрытое акционерное общество

ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция

ИПР – инвестиционный проект

кВАр – реактивная мощность

КЛ – кабельная линия

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КТПП – комплектная трансформаторная подстанция проходная

ЛЭП – линия электропередачи

МГЭС – малая гидроэлектростанция

МР – муниципальный район

МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания

МУП – муниципальное унитарное предприятие

НН – низкое напряжение

ОАО – открытое акционерное общество

ОДК – объединенная двигателестроительная корпорация

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПАО – публичное акционерное общество

ПБВ – переключение без возбуждения

ПГУ – парогазовая установка

ПС – подстанция

РЖД – Российские железные дороги

РИСЭ – резервный источник электроэнергии

РП – распределительный пункт

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

РФПИ – Российский Фонд Прямых Инвестиций

РЭС – район электрических сетей

СИП – самонесущий изолированный провод

СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество

с/о – сельский округ

СП – сельское поселение

СТП – столбовая трансформаторная подстанция

с.ш. – секция шин

ТП – трансформаторная подстанция

ТСО – территориальная сетевая организация

ТЭС – теплоэлектростанция

УЕ – условная единица объема обслуживания оборудования электросетевых организаций (применяется для определения необходимого количества эксплуатационного персонала)

ф. – фидер

ЯрЭСКО – Ярославская электросетевая организация