



РАСПОРЯЖЕНИЕ

ГУБЕРНАТОРА ИВАНОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 29.04.2021 № 56-р
г. Иваново

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить схему и программу перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы (прилагается).
2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Ивановской области от 06.05.2019 № 39-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2020 – 2024 годы».

**Губернатор
Ивановской области**



С.С. Воскресенский

Приложение к распоряжению
Губернатора Ивановской области
от 29.04.2021 № 56-р

**Схема и программа перспективного
развития электроэнергетики
Ивановской области
на 2022 – 2026 годы**

Содержание

1. Общие положения.....	5
2. Общая характеристика Ивановской области.....	6
3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Ивановской области.....	10
3.1. Характеристика энергосистемы Ивановской области.....	10
3.1.1. Динамика потребления электроэнергии в Ивановской области.....	12
3.1.2. Динамика изменения нагрузки электропотребления в Ивановской области, в том числе по крупным узлам.....	14
3.1.3. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 6 лет.....	17
3.1.4. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ивановской области.....	18
3.2. Характеристики основных электрогенерирующих мощностей Ивановской области.....	20
3.2.1. Характеристика электростанций филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс».....	24
3.2.2. Характеристика электростанции филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация».....	29
3.3. Основные характеристики электросетевого хозяйства Ивановской области.....	35
3.3.1. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС.....	35
3.3.2. Филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».....	38
3.3.3. Электрические сети напряжением до 35 кВ территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электроэнергии только на территории Ивановской области.....	41
3.4. Характеристика субъектов розничного рынка электроэнергии в Ивановской области.....	47
4. Топливо-энергетический баланс Ивановской области.....	52
5. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Ивановской области.....	55
6. Основные направления развития электроэнергетики Ивановской области.....	57
6.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Ивановской области.....	57
6.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период по территории Ивановской области.....	59
6.3. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период.....	60
7. Определение развития электрической сети.....	63
7.1. Перспективы развития электрической сети 220 кВ и выше в Ивановской области.....	65
7.2. Перспективы развития электрической сети напряжением 35 – 110 кВ в Ивановской области.....	66
7.3. Цифровая трансформация и переход к интеллектуальным электрическим сетям.....	69

7.4. Перспективы развития электрических сетей Ивановской области напряжением ниже 35 кВ.....	72
8. Существующее состояние централизованного теплоснабжения и перспективы развития тепловых сетей субъектов электроэнергетики Ивановской области.....	80
8.1. Динамика производства и потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Ивановской области.....	80
8.2. Характеристика тепловых сетей.....	84
8.3. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Ивановской области.....	88
8.4. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии.....	88
8.5. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Ивановской области.....	90
8.6. Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Ивановской области.....	92
9. Перспективы использования возобновляемых источников энергии на территории Ивановской области.....	94
10. Заключение.....	96
Список приложений к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы.....	98

1. Общие положения

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы (далее – Схема и программа, Программа) разработаны Департаментом энергетики и тарифов Ивановской области.

В Программе отражены перспективные и приоритетные цели развития электроэнергетики, определенные постановлением Правительства Ивановской области от 09.10.2020 № 492-п «О прогнозе социально-экономического развития Ивановской области на 2021 год и плановый период 2022 и 2023 годов».

Схема и программа разработаны для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Ивановской области и эффективное использование энергетических ресурсов на территории Ивановской области.

Программа предполагает реализацию технических решений, направленных на развитие энергосистемы, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

Основой для разработки Схемы и программы послужили:

- постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

- схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2020 № 508;

- схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы (проект);

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р.

При разработке Программы учтены:

- Указ Президента Российской Федерации от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы»;

- Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»;

- поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23.03.2010 (пункт 5 перечня поручений Президента Российской Федерации от 29.03.2010 № Пр-839);

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 281;

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630;

- предложения системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, а также предложений субъектов электроэнергетики по развитию электрических

сетей и объектов генерации на территории Ивановской области с учетом планируемых к реализации энергоемких инвестиционных проектов, предложенных исполнительными органами государственной власти Ивановской области.

При формировании разделов Схемы и программы в части теплоэнергетики использованы материалы, предоставленные администрациями муниципальных образований Ивановской области.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» Программа, в том числе содержит:

- прогноз спроса на электрическую энергию и мощность;
- перспективные балансы производства и потребления мощности и электрической энергии в границах Ивановской области;
- перечень существующих и предлагаемых к сооружению новых объектов генерации с установленной мощностью 5 МВт и выше;
- перечень существующих и предлагаемых к сооружению электросетевых объектов напряжением 0,4 – 110 кВ и выше, в том числе необходимых для выдачи мощности электростанций.

Программа является исходным информационным и целеполагающим документом для разработки:

- схемы территориального планирования электроэнергетики Ивановской области;
- областных государственных программ и инвестиционных программ, инвестиционных программ субъектов электроэнергетики Ивановской области.

2. Общая характеристика Ивановской области

Ивановская область – субъект Российской Федерации, расположенный в центре Европейской части России. Входит в состав Центрального федерального округа. Площадь - 21,4 тыс. кв. км. Граничит с Владимирской, Нижегородской, Костромской и Ярославской областями. Протяженность территории с севера на юг - 158 км, с запада на восток - 230 км.

Климат Ивановской области умеренно континентальный. Наиболее холодным месяцем года является январь со среднемесячной температурой $-11,5^{\circ}\text{C}$ - -12°C , самым теплым месяцем – июль со среднемесячной температурой $+17,5^{\circ}\text{C}$ - $+18^{\circ}\text{C}$. Территория области характеризуется оптимальным увлажнением: осадков 550 - 600 мм в год.

В Ивановской области насчитывается 50 рек длиной свыше 25 км. Самой крупной рекой является Волга с расположенным на ней Горьковским водохранилищем и притоками: р. Шача, р. Мера, р. Елнать. Большая часть территории принадлежит бассейну р. Клязьмы, основные реки: Нерль, Уводь, Теза, Лух. Много мелких озер (ледниковых, пойменных, карстовых). Широко распространены болота (1,4 тыс. кв. км). Для нужд питьевого водоснабжения г. Иваново создано Уводьское водохранилище.

Преобладающий тип почв - дерново-подзолистый разного механического состава, встречаются серые лесные почвы.

Леса занимают около 50% территории.

На территории Ивановской области насчитывается 1 581 месторождение общераспространенных полезных ископаемых. В государственном балансе

запасов полезных ископаемых учтено 36 месторождений, участков суглинков, глин и песка - отощителя. Балансовые запасы составляют 47,699 млн м³.

Разведаны 1 456 месторождений торфа, из них:

- балансовые запасы 397 торфяных месторождений площадью более 10 га составляют 71,55 млн тонн, забалансовые - 55,31 млн тонн;

- балансовые запасы 981 месторождения площадью менее 10 га составляют 9,97 млн тонн, забалансовые - 55,31 млн тонн;

- прогнозные ресурсы по 78 месторождениям площадью более 10 га составляют 6,67 млн тонн.

Ресурсная база питьевых и технических подземных вод Ивановской области характеризуется величиной прогнозных ресурсов (2668,4 тыс. м³/сутки) и запасами 178 разведанных и оцененных месторождений (участков месторождений) (689,33 тыс. м³/сутки).

Административный центр региона - г. Иваново.

Наиболее крупные населенные пункты - города: Иваново, Кинешма, Шуя, Вичуга, Фурманов, Тейково.

По состоянию на 01.01.2021 общая численность населения Ивановской области – 987 694 человек (предварительная оценка), в том числе: городского населения - 807 987 человек, сельского населения – 179 707 человек.

Ивановская область является индустриальным регионом с развитой промышленностью, основу которой составляют предприятия обрабатывающих отраслей: текстильной (производство хлопчатобумажных, льняных, шерстяных тканей), машиностроительной (производство станков и приборов, экскаваторов, автокранов, текстильного оборудования), химической, деревообрабатывающей, а также предприятия электроэнергетики и промышленности, предприятия по производству строительных материалов.

Основой сельскохозяйственного производства Ивановской области является животноводство молочно-мясного, мясного направления, а также птицеводство и растениеводство.

Ивановская область располагает развитой транспортной сетью. Ее основу составляют: автомагистрали, железные дороги, авиалинии, а также судоходная река Волга.

Доля пассажирских перевозок автомобильным транспортом на территории Ивановской области составляет более 90% от общего объема пассажирских перевозок. На территории Ивановской области железнодорожным транспортом осуществляются пассажирские перевозки скоростным электропоездом по маршруту «Иваново - Москва – Иваново», а также в пригородном (пригородном межрегиональном) сообщении в рамках 4 маршрутов. Пассажирские перевозки воздушным транспортом осуществляются по круглогодичным маршрутам: «Иваново - Москва», «Иваново - Санкт-Петербург» и сезонным маршрутам. Потенциал аэропорта «Иваново» (в части пассажиропотока) - около 400 человек в час. Водные пассажирские перевозки организованы в Ивановской области по маршрутам: «Кинешма - Плес», «Кинешма - Решма».

Ивановская область - один из наиболее экономически освоенных регионов России. Основными экономическими преимуществами Ивановской области является наличие высокоразвитой инфраструктуры и квалифицированной рабочей силы.

Валовой региональный продукт Ивановской области (далее – ВРП). Структуру ВРП, в основном, формируют: промышленное производство, торговля, строительство, транспорт и связь, сельское хозяйство; их динамичное развитие обеспечивает прирост ВРП.

ВРП, по предварительным данным Росстата на 26.02.2021, в 2019 году достиг 249 755,8 млн рублей, что на 2,5% выше уровня 2018 года. В структуре ВРП в 2019 году наибольший удельный вес приходился на обрабатывающие производства (18%), оптовую и розничную торговлю (15,3%), на транспортировку и хранение (5,7%), на строительство (5,1%). Доля обеспечения электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха в структуре ВРП составляют 4,5%.

В расчете на душу населения ВРП в 2019 году составил 249,59 тыс. рублей, что выше уровня 2018 года на 8,4% в действующих ценах (расчетные данные).

Уровень ВРП 2020 года к уровню 2019 года оценивается в сопоставимых ценах – 98,8% (расчетные данные в сопоставимых ценах). Индекс промышленного производства в 2020 году составил 103,5% (оперативные данные к уровню 2019 года).

В 2020 году объем отгруженных товаров в промышленности составил 212,56 млрд рублей, в том числе:

- в обеспечении электрической энергией, газом и паром; кондиционировании воздуха – 28,61 млрд рублей (92,4% к уровню 2019 года в действующих ценах);

- по водоснабжению; водоотведению, организации сбора и утилизации отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – 6,14 млрд рублей (140,1% к уровню 2019 года в действующих ценах).

Прогнозный рост ВРП на 2022 - 2026 годы:

- 2022 г – 101,8%;
- 2023 г. – 102,0%;
- 2024 г. – 102,4%;
- 2025 г. – 102,5%;
- 2026 г. – 102,6%.

На основании постановления Правительства Ивановской области от 05.06.2014 № 229-п «Об утверждении государственной программы Ивановской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ивановской области» (далее – Программа № 229-п) были спрогнозированы целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2014 – 2024 годы.

Показатель энергоемкости ВРП, как основной показатель энергоэффективности Ивановской области, в 2010 году составил 319,7 кг у.т./10 тыс. рублей (рассчитывается и утверждается Росстатом на основе данных топливно-энергетического баланса Российской Федерации).

Программой № 229-п предусматривается повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов темпами, обеспечивающими динамику снижения энергоемкости ВРП не менее, чем на 10% в 2024 году по отношению к 2016 году, что позволит экономике Ивановской области выйти на следующий этап развития, а также повысит энергетическую безопасность Ивановской области. Расчет энергоемкости ВРП спрогнозирован по отношению к отчетному 2007 году.

Повышение энергоэффективности в Ивановской области позволит обеспечить снижение объема потребления всех видов топливно-энергетических ресурсов до уровня, позволяющего в рамках утвержденного лимита потребления газа реализовать дальнейший темп социально-экономического развития. Достижение указанных результатов планируется за счет проведения мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, предусмотренных Программой № 229-п, а также реализации энергоэффективных проектов во всех сферах экономической деятельности Ивановской области.

Одним из показателей оценки энергоэффективности является электроемкость ВРП. Электроемкость ВРП характеризует количественный расход электрической энергии, затрачиваемый на единицу ВРП, и позволяет в динамике оценить эффективность потребления электроэнергии в структуре основного макроэкономического показателя развития Ивановской области.

Фактические показатели электроемкости и энергоемкости ВРП Ивановской области до 2020 года приведены в таблице 1.

На рисунке 1 представлена динамика энергоемкости ВРП Ивановской области на 2015 – 2026 годы.

На рисунке 2 представлена динамика электроемкости ВРП Ивановской области за период с 2015 по 2020 годы.

Таблица 1

Экономические показатели оценки энергоэффективности Ивановской области

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Энергоемкость (кг у.т. /10 тыс. руб.)	211,6	252,2	236,6	250,4	244,3	229,6
Электроемкость (кВт·ч /10 тыс. руб.)	437,04	432,67	479,34	452,58	372,08	362,30

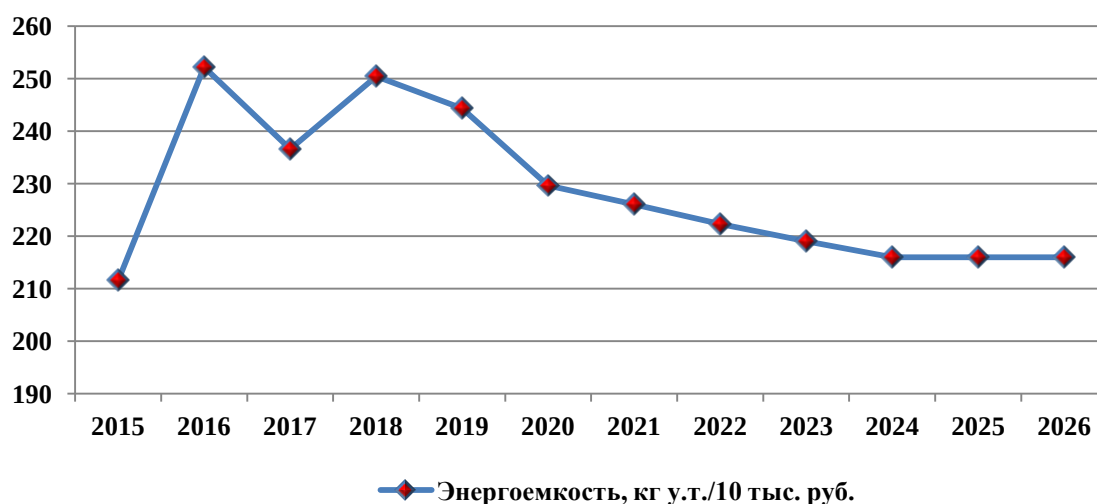


Рис. 1. Динамика энергоемкости ВРП Ивановской области на 2015 - 2026 годы

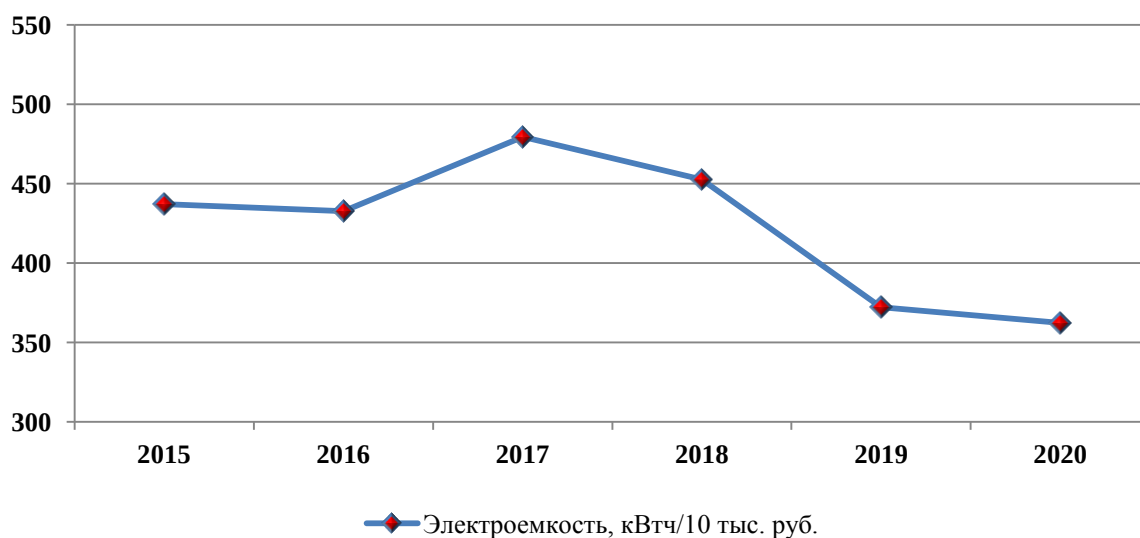


Рис.2. Динамика электроемкости ВРП Ивановской области на 2015 – 2020 годы

3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Ивановской области

За прошедшие годы электроэнергетика региона, в целом, осуществляла надежное снабжение промышленности и населения Ивановской области электрической энергией. Одной из проблем в электроэнергетике, которая требует решения в перспективный период, является старение оборудования и низкий темп обновления основных фондов.

Ввод новых мощностей в электроэнергетике Ивановской области существенно отстает от роста объема физически изношенного (выработавшего нормативный ресурс) и морально устаревшего оборудования. Объем ремонтных работ, а также мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции основных фондов, проводимых электросетевыми компаниями, недостаточен для существенного улучшения состояния электросетевых активов. В связи с этим технический износ основных фондов имеет тенденцию к росту.

Крайне высока зависимость электроэнергетики региона от поставок природного газа, которые осуществляются, в основном, из отдаленных месторождений, что влияет на надежность топливообеспечения электростанций.

Проекты использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) в существующей рыночной среде неконкурентноспособны по сравнению с проектами на основе использования ископаемых видов органического топлива.

3.1. Характеристика энергосистемы Ивановской области

Вся территория Ивановской области охвачена централизованным электроснабжением. Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Ивановской области осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Костромской и Ивановской областей» (Костромское РДУ). Входит в зону операционной деятельности филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

В Ивановской области расположены объекты генерации установленной электрической мощностью 922 МВт (по состоянию на 01.02.2021).

В электроэнергетический комплекс Ивановской области входят 244 линии электропередачи класса напряжения 35 – 220 кВ протяженностью 4 044,61 км, 175 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 35 – 220 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 6045,78 МВА, в том числе объекты электросетевого хозяйства, принадлежащие филиалу «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (одной из крупных сетевых организаций Ивановской области): 219 линий электропередачи класса напряжения 35 – 110 кВ, 140 трансформаторных подстанций напряжением 35 – 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 2 598,42 МВА.

Выработка электроэнергии в Ивановской области за 2020 год составила 1 453,9 млн кВт·ч (выше 2019 года на 1,4%), потребление – 3 351,3 млн кВт·ч (ниже 2019 года на 3,8%).

Энергосистема Ивановской области входит в состав объединенной энергетической системы Центра и имеет межсистемные связи с энергосистемами Владимирской, Нижегородской, Костромской, Ярославской областей. Установленная мощность генерирующих установок Ивановской области покрывает объем потребления электрической энергии, однако, учитывая непостоянную работу генерирующих установок Ивановских ПГУ, часть мощности для электроснабжения потребителей Ивановской области поступает из соседних регионов. Разница покрывается за счет перетоков электроэнергии из соседних энергосистем в объеме 1 897,4 млн кВт·ч, или 56,6% от потребности (по данным за 2020 год).

Основная выработка электрической энергии осуществляется на трех электростанциях:

- Ивановская ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»;
- Ивановская ТЭЦ-3 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»;
- филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее – филиал «Ивановские ПГУ»).

Сетевую инфраструктуру энергосистемы Ивановской области составляют объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС (объекты напряжением 220 кВ и выше), филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (далее – филиал – «Ивэнерго») (объекты напряжением 0,4 – 110 кВ), территориальных сетевых организаций (далее – ТСО) (25 организаций по состоянию на 01.01.2021 г.) и объекты электросетевого хозяйства иных владельцев.

Основную нагрузку по обеспечению потребителей Ивановской области электрической энергией в 2020 году несли два гарантирующих поставщика: ООО «Ивановоэнергосбыт», Ивановский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс».

Помимо гарантирующих поставщиков в Ивановской области действует еще ряд сбытовых компаний: ООО «Русэнергоресурс», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «МагнитЭнерго», ООО «ГарантЭнерго», АО «Транссервисэнерго», ООО «Каскад – Энергосбыт», ООО «Энергосистема», АО «Водоканал», ООО «Инженерные изыскания», ООО «ЕЭС-Гарант», ООО «Энергетическая компания «СТИ», ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд», однако, объемы реализуемой ими электроэнергии незначительны.

3.1.1. Динамика потребления электроэнергии в Ивановской области

Отчетная динамика потребления электрической энергии за 2015 – 2020 годы представлена в таблице 2 и на рисунке 3.

Таблица 2

Динамика потребления электрической энергии за 2015 – 2020 годы

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Электропотребление, млн кВт·ч	3 456,8	3 552,7	3 571,1	3 512,0	3 482,7	3 351,3
Прирост от предшествующего периода, %	-	2,8	0,5	- 1,7	- 0,8	- 3,8

Общая динамика изменения электропотребления последних 6 лет указывает на снижение показателей потребления электроэнергии, в том числе и в 2020 году.

На снижение объемов энергопотребления могли оказать влияние результаты выполнения требований законодательства Российской Федерации об энергосбережении во всех сферах экономической деятельности Ивановской области, в первую очередь, в части устранения энергорасточительности, реализации типовых энергосберегающих проектов и программ энергосбережения в электроэнергетике, промышленности, жилищно-коммунальном комплексе, бюджетной сфере и т.п. В 2020 году снижение электропотребления связано с распространением коронавирусной инфекции (COVID-19) и введенными ограничительными мероприятиями.

Структура электропотребления по отраслям экономики на территории Ивановской области представлена на рисунке 4.

В период 2015 – 2020 годов структура электропотребления в Ивановской области была стабильной.



Рис. 3. Динамика потребления электроэнергии в Ивановской области за 2015 – 2020 годы

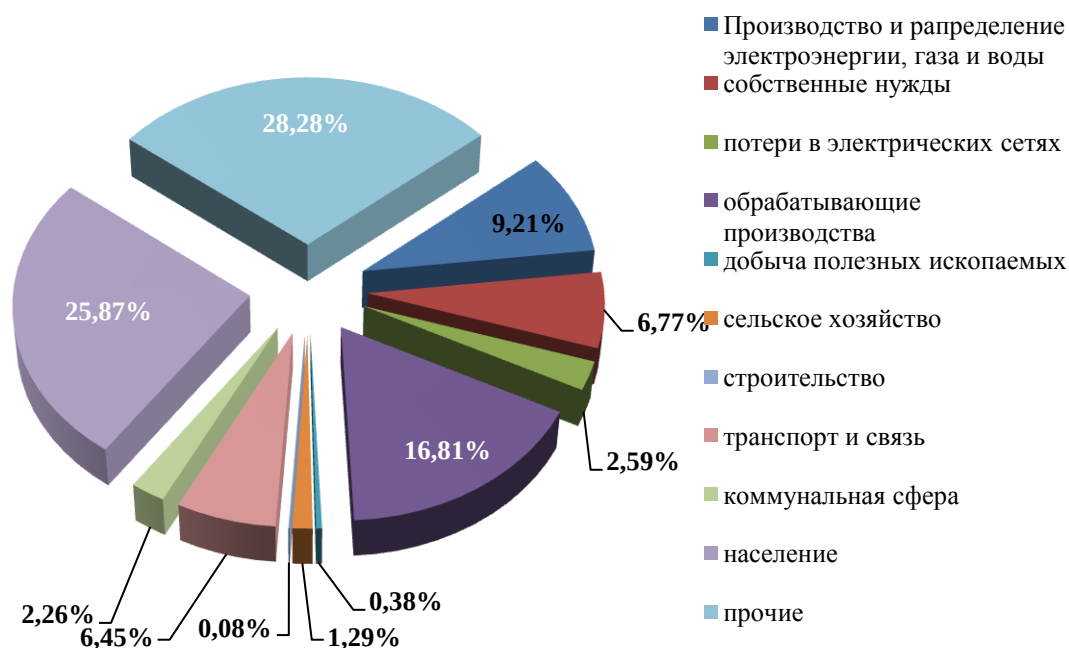


Рис. 4. Структура потребления электроэнергии в Ивановской области

К наиболее крупным потребителям электроэнергии относятся промышленные предприятия. Перечень крупных потребителей по гарантирующим поставщикам приведен в таблице 3 и таблице 3.1.

Таблица 3

Перечень крупных потребителей электроэнергии и мощности
Ивановский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс»

Наименование потребителя	Фактический объем электропотребления									
	2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		2020 год	
	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммар-ная мощ-ность, тыс кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммар-ная мощ-ность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	сумма-рная мощ-ность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммар-ная мощ-ность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммар-ная мощ-ность, тыс. кВт
ОАО ХБК «Шуйские ситцы»	80 483	129	79 307	128	76 724	122	73 226	114	20 689	33
ООО «МИП «Кинешма»	19 070	33	17 966	34	18 212	33	15 898	28	16 309	29
ООО «ТДЛ Актив»	22 912	34	27 215	39	34 491	50	40 092	58	45 932	66
МУП «ИПТ»	16 104	33	15 417	33	14 184	30	13 374	28	12 015	25
Управление благоустрой-ства г. Иваново	14 174	-	14 386	-	13 494	-	6 699	-	6 297	-
ООО «ПродМит»	12 050	17	12 158	17	11 519	16	10 283	16	10 433	17
ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	-	-	30 013	7	37 364	12	35 406	13	35 678	13

Наименование потребителя	Фактический объем электропотребления									
	2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		2020 год	
	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммарная мощность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммарная мощность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммарная мощность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммарная мощность, тыс. кВт	электро-энергия, тыс. кВт·ч	суммарная мощность, тыс. кВт
ООО «ТДЛ Энерго»	7 902	19	20 197	44	18 231	41	17 120	38	14 355	33
ООО «Галтекс»	7 810	12	5 447	9	6 488	10	11 287	18	11 681	19
ОАО «РЖД»	9 834	-	9 830	-	9 073	-	9 218	-	8 720	-

Таблица 3.1

**Перечень крупных потребителей электроэнергии
ООО «Ивановоэнергосбыт»**

тыс. кВт·ч

Наименование потребителя	Фактический объем электропотребления, тыс. кВт·ч				
	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
ИП Курилов К.В.	29 308,524	27 047,426	28 144,594	26 969,586	27 420,113
ООО «ТСК» г. Кинешма (ранее - МУП г. Кинешмы «Объединенные котельные и тепловые сети»)	11 742,690	11 860,305	11 529,330	11 553,128	10 599,197
ООО «СКС»	8 424,092	9 528,990	8 879,145	8 174,920	7 653,103
ФКУ ОИК-11 УФСИН России по Ивановской области	6 242,444	6 819,634	6 307,179	5 828,288	3 153,634
Шуйское МУП объединенных котельных и тепловых сетей	5 504,553	4 120,166	4 101,990	4 519,114	4 494,175
ООО «ДХЗ-Производство»	4 458,855	4 029,581	3 551,367	3 763,829	4 131,386
ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	3 052,323	2 949,919	2 897,816	1 930,013	2 095,099
ООО «МагнитЭнерго»	5 901,553	6 769,692	8 811,872	8 597,905	11 183,088
ООО «МАК-Иваново»	2 907,227	2 873,204	2 844,526	2 762,246	2 697,153
МУП «Объединенных котельных и тепловых сетей» г. Вичуга	2 083,975	2 017,815	2 021,454	2 038,509	2 023,949
ВСЕГО за год	79 626,236	78 016,732	79 089,273	76 137,538	75 450,897

Помимо этого, значительное электропотребление имеет целый ряд предприятий сферы обслуживания, прежде всего торгово-развлекательные центры, потребление которых составляет по 3 – 4 МВт.

Уменьшение потребления электроэнергии рядом потребителей обусловлено в том числе выполнением требований законодательства Российской Федерации об энергосбережении и обеспечения энергетической эффективности.

3.1.2. Динамика изменения нагрузки электропотребления в Ивановской области, в том числе по крупным узлам

В таблице 4 и на рисунке 5 представлена динамика изменения максимума нагрузки электропотребления за 2015 - 2020 годы.

Динамика изменения максимума нагрузки электропотребления

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Мощность, МВт	624,5	624,9	656,0	611,2	603,1	588,3
Прирост от предшествующего года, %		0,1	5	- 6,8	- 1,3	- 2,5

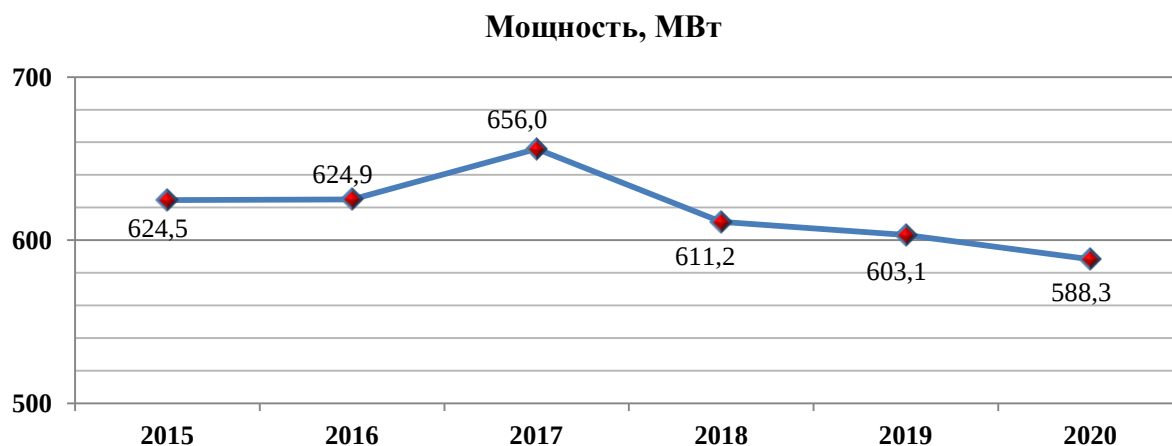


Рис.5. Динамика изменения максимума нагрузки потребления электрической мощности

Максимум энергопотребления (динамика за одиннадцать лет) приведен в таблице 5.

Таблица 5

Максимум энергопотребления (Р макс)

Год	Абсолютный максимум, МВт			Максимум в день замера, МВт			Потребление электроэнергии, млн кВт·ч в год
	дата	время	Р макс	дата	время	Р макс	
2010	26.01	11:00	678	15.12	16:00	635	3 811,6
2011	22.02	10:00	660	21.12	10:00	603	3 697,5
2012	24.12	10:00	725	19.12	10:00	684	3 758,4
2013	18.01	10:00	655	18.12	9:00	583	3 671,5
2014	30.01	10:00	691	17.12	16:00	580	3 583,7
2015	23.01	10:00	624	16.12	17:00	553	3 456,8
2016	25.01	11:00	625	21.12	10:00	576	3 552,7
2017	09.01	17:00	656	20.12	17:00	546	3 571,1
2018	17.12	10:00	611	19.12	10:00	592	3 512,0
2019	24.01	10:00	603	18.12	10:00	529	3 482,7
2020	24.12	11:00	588	16.12	10:00	565	3 351,3

Динамика электропотребления по энергосистеме Ивановской области:

- в 1990 году зафиксировано максимальное потребление мощности и электроэнергии; абсолютный максимум потребления мощности составил 1 215 МВт, потребление электроэнергии - 6 696,6 млн кВт·ч;
- в 2011 году абсолютный максимум потребления мощности составил 660,1 МВт, потребление электроэнергии – 3 697,5 млн кВт·ч;
- в 2012 году абсолютный максимум потребления мощности составил 725 МВт, потребление электроэнергии – 3 758,4 млн кВт·ч (в 10:00 ч. 24 декабря);
- в 2013 году абсолютный максимум потребления мощности составил 655 МВт (в 10:00 ч. 18 января), потребление электроэнергии – 3 671,5 млн кВт·ч;
- в 2014 году абсолютный максимум потребления мощности составил 691 МВт (в 10:00 ч. 30 января), потребление электроэнергии – 3 583,7 млн кВт·ч;
- в 2015 году абсолютный максимум потребления мощности составил 624 МВт (в 10:00 ч. 23 января), потребление электроэнергии – 3 456,8 млн кВт·ч;
- в 2016 году абсолютный максимум потребления мощности составил 625 МВт (в 11:00 ч. 25 января), потребление электроэнергии – 3 552,7 млн кВт·ч;
- в 2017 году абсолютный максимум потребления мощности составил 656 МВт (в 17:00 ч. 9 января), потребление электроэнергии – 3 571,1 млн кВт·ч;
- в 2018 году абсолютный максимум потребления мощности составил 611 МВт (в 10:00 ч. 17 декабря), потребление электроэнергии – 3 512,0 млн кВт·ч;
- в 2019 году абсолютный максимум потребления мощности составил 603 МВт (в 10:00 ч. 24 января), потребление электроэнергии – 3 482,7 млн кВт·ч;
- в 2020 году абсолютный максимум потребления мощности составил 588 МВт (в 11:00 ч. 24 декабря), потребление электроэнергии – 3 351,3 млн кВт·ч.

Нагрузка крупных узлов на территории Ивановской области представлена в таблице 6.

Таблица 6

Распределение нагрузки по крупным узлам на территории
Ивановской области, МВт

Наименование узла	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
г. Иваново	244,4	306,2	306	330,7	298,6	315	284,4	284,9	296,8	278,5	222	223
г. Фурманов	38,5	43,7	42,8	46,3	41,8	44,1	39,8	39,9	41,6	39,0	31	31,1
г. Родники	14	14,7	9,1	9,8	8,9	9,4	8,5	8,5	8,8	8,3	6,6	6,6
г. Вичуга	29,1	32,4	34,5	37,3	33,7	35,6	32,1	32,2	33,5	31,5	34,5	34,6
г. Тейково	14,6	13	11,4	12,3	11,1	11,7	10,6	10,6	11	10,4	13,2	13,2
г. Шуя	47,4	42,1	43,5	47,0	42,4	44,7	40,4	40,5	42,1	39,6	31,5	31,6
г. Кинешма	62,7	64,3	66,2	71,5	64,6	68,2	62,6	62,7	65,4	61,3	67,2	67,3

3.1.3. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 6 лет

Баланс электрической энергии.

В таблице 7 и рисунке 6 представлена динамика величин выработки и потребления электроэнергии. При опережающем снижении объемов выработки электроэнергии над ее потреблением наблюдается увеличение сальдо перетоков электроэнергии из смежных энергосистем.

Таблица 7

Динамика изменения величин выработки и потребления электроэнергии

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка, млн. кВт·ч	1 599,3	2 085,4	1 498,1	1 287,8	1 434,2	1 453,9
Электропотребление, млн кВт·ч	3 456,8	3 552,7	3 571,1	3 512,0	3 482,7	3 351,3
прирост электропотребления от предшествующего периода, %	-	2,8	0,5	- 1,7	- 0,8	- 3,8
Сальдо перетоков по территории, млн кВт·ч	1 857,5	1 467,3	2 073,0	2 224,2	2 048,5	1 897,4

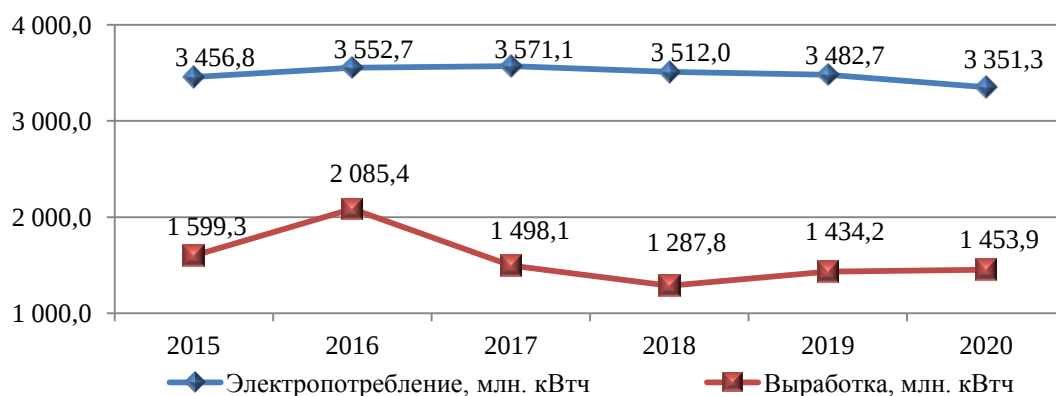


Рис.6. Выработка и потребление электроэнергии в энергосистеме Ивановской области

Баланс мощности.

В таблице 8 и на рисунке 7 представлена динамика изменения располагаемой мощности энергосистемы Ивановской области и величин максимума потребления мощности.

Динамика изменения располагаемой мощности, МВт

Наименование	Год					
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Располагаемая мощность, всего	953,2	941,4	867,0	859,8	860,5	865,4
Испытательный стенд	110,0	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ивановские ПГУ	301,2	301,4	325,0	325,0	325,0	325,0
Ивановская ТЭЦ-1	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ивановская ТЭЦ-2	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Ивановская ТЭЦ-3	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0
ТЭС «ЗАО РЭК»	0,0	0,0	12,0	4,8	5,5	10,4
Резерв	247,1	156,1	316,8	578,4	553,4	398,1
Ремонт	301,2	8,0	110,0	0	0	60
Максимум нагрузки потребления	624,5	624,9	656,0	611,2	603,1	588,3

*данные приведены на час собственного максимума

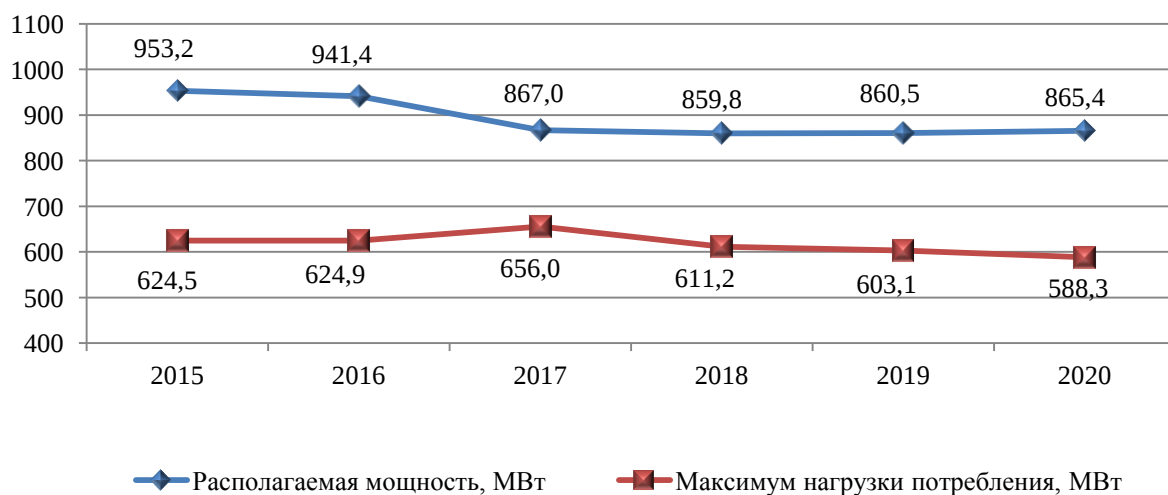


Рис. 7. Располагаемая мощность станций и максимум потребления энергосистемы Ивановской области

3.1.4. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ивановской области

Энергосистема Ивановской области входит в состав Объединенной энергосистемы Центра и граничит с энергосистемами Костромской, Владимирской, Ярославской и Нижегородской областей. Со всеми указанными энергосистемами имеются связи по линиям электропередачи напряжением 110 и 220 кВ. Наиболее значительные из них:

- связь с энергосистемой Костромской области; осуществляется по 4 воздушным линиям (ВЛ) напряжением 220 кВ и 5 ВЛ напряжением 110 кВ:

- ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I цепь;
- ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново II цепь;

- ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга I цепь;
- ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга II цепь;
- ВЛ 110 кВ Фурманов-1 – Клементьево;
- ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта-1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово;
- ВЛ 110 кВ Приволжская - 1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Приволжская-2 с отпайками;
- связь с энергосистемой Владимирской области; осуществляется по 1 ВЛ напряжением 220 кВ и 3 ВЛ напряжением 110 кВ:
 - ВЛ 220 кВ Заря – Вичуга;
 - ВЛ 110 кВ Юрьев-Польская – Осановец;
 - ВЛ 110 кВ Заря – Шуя-1 с отпайкой на ПС Колобово;
 - ВЛ 110 кВ Ковров – Камешково с отпайкой на ПС Колобово;
- связь с энергосистемой Нижегородской области; осуществляется по 2 ВЛ напряжением 110 кВ:
 - ВЛ 110 кВ Чистовская – Верещагино;
 - ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС – Пучеж с отпайкой на ПС Губцевская;
- связь с энергосистемой Ярославской области; осуществляется по 2 кабельно-воздушным линиям (КВЛ) 220 кВ:
 - КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро I цепь;
 - КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро II цепь.

Характеристики основных линий передачи электрической энергии, по которым осуществляются ее перетоки с соседними регионами, приведены в таблице 9.

Таблица 9

Технические характеристики межсистемных линий передачи
электрической энергии

Наименование ЛЭП	Регион, с энергосистемой которого осуществляется связь	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, км	Количество цепей
<i>Класс напряжения 220 кВ</i>				
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I цепь	Костромская область	1975	71,3	1
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново II цепь	Костромская область	1975	70,76	1
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга I цепь	Костромская область	1969	58,16	1
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга II цепь	Костромская область	1969	58,14	1
ВЛ 220 кВ Заря – Вичуга	Владимирская область	1962	109,92	1
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро I цепь	Ярославская область	2009	90,59	1
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро II цепь	Ярославская область	2009	90,59	1

Наименование ЛЭП	Регион, с энергосистемой которого осуществляется связь	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, км	Количество цепей
Класс напряжения 110 кВ				
ВЛ 110 кВ Фурманов-1 – Клементьево	Костромская область	1951	25,99	1
ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта-1 с отпайками	Костромская область	1974	46,49	1
Заволжск – Александрово	Костромская область	1979	23,91	1
ВЛ 110 кВ Приволжская-1 с отпайками	Костромская область	1974	33,60	1
ВЛ 110 кВ Приволжская-2 с отпайками	Костромская область	1974	33,60	1
ВЛ 110 кВ Юрьев-Польская – Осановец	Владимирская область	1970	27,40	1
ВЛ 110 кВ Ковров – Камешково с отпайкой на ПС Колобово	Владимирская область	1996	63,85	1
ВЛ 110 кВ Заря – Шуя-1 с отпайкой на ПС Колобово	Владимирская область	1996	67,20	1
ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС – Пучеж с отпайкой на ПС Губцевская	Нижегородская область	1959	63,19	1
ВЛ 110 кВ Чистовская – Верещагино	Нижегородская область	1939	19,9	1

3.2. Характеристики основных электрогенерирующих мощностей Ивановской области

В состав энергосистемы Ивановской области входят следующие электрические станции: Ивановская ТЭЦ-2 и Ивановская ТЭЦ-3 (принадлежащие филиалу «Владимирский» ПАО «Т Плюс»), «Испытательный стенд Ивановской ГРЭС» и филиал «Ивановские ПГУ» (принадлежащие АО «Интер РАО – Электрогенерация»), ООО «Управляющая компания Индустриального парка «Родники» (далее – ООО «УК ИП «Родники»).

Общая установленная мощность электростанций энергосистемы Ивановской области по состоянию на 01.02.2021 составляет 922 МВт. Структура установленной мощности электростанций приведена в таблице 10 и на рисунке 8.

Таблица 10

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ивановской области по состоянию на 01.02.2021

Группы оборудования	Показатель	Значение, МВт
Установленная мощность по состоянию на 01.02.2021, всего		922,0
ГТУ, ПГУ	Испытательный стенд	110,0
	Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	325,0
	ООО «УК ИП «Родники»	17,0
	Всего	452,0
	Ивановская ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	140,0
	Ивановская ТЭЦ-3 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	330,0
	Всего	470,0

Группы оборудования	Показатель	Значение, МВт
Ввод мощности, всего		-
ГТУ, ПГУ	Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	-
ТЭЦ	Ивановская ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	-
	Ивановская ТЭЦ-3 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	-

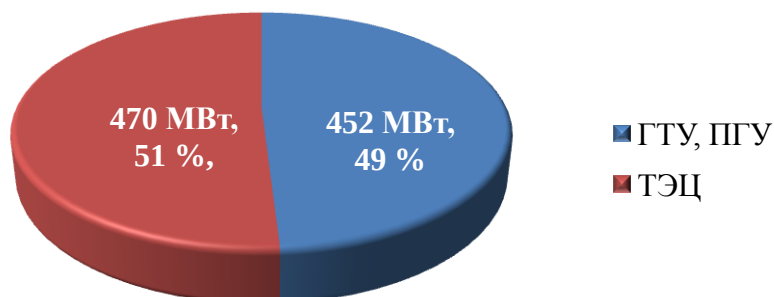


Рис.8 Структура установленной мощности электростанций Ивановской области

Выработка электроэнергии в Ивановской области за 2020 год составила 1 453,9 млн кВт·ч (выше 2019 года на 1,4 %), в том числе:

- ГТУ, ПГУ – 511,6 млн кВт·ч (увеличение на 24,6 %);
- ТЭЦ – 942,4 млн кВт·ч (снижение на 7,9 %).

Структура выработки электроэнергии по видам электростанций в 2018 – 2020 годах приведена в таблице 11, по 2020 году – на рисунке 9.

Таблица 11

Структура выработки электроэнергии по видам электростанций, млн кВт·ч

Группы оборудования	Наименование станции	2018	2019	2020	2020/2019, %
ГТУ, ПГУ	Испытательный стенд	0	48,3	0	-
	Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	143,8	322,1	466,6	44,9
	ООО «УК ИП «Родники»	48,7	40,3	44,9	11,4
ТЭЦ	Ивановская ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	421,9	401,3	362,1	- 9,8
	Ивановская ТЭЦ-3 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	673,4	622,1	580,3	- 6,7
Всего по территории		1 287,8	1 434,2	1 453,9	1,4

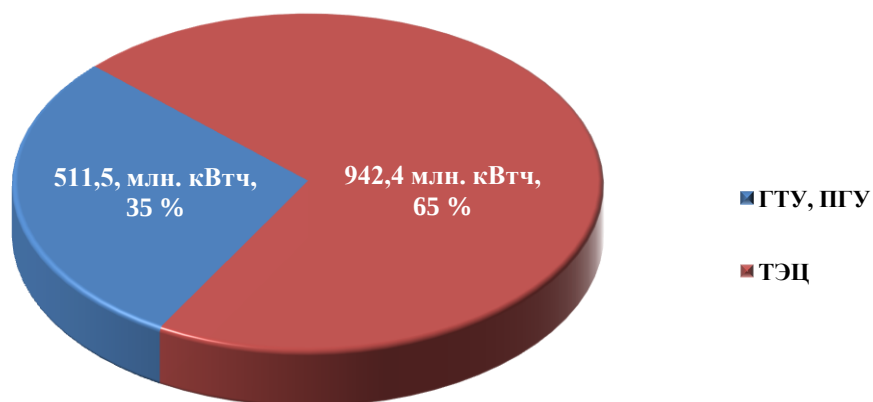


Рис.9. Структура выработки электроэнергии по видам электростанций в 2020 году (млн кВт·ч)

На рисунке 10 представлена структура выработки электроэнергии в 2020 году по видам собственников.

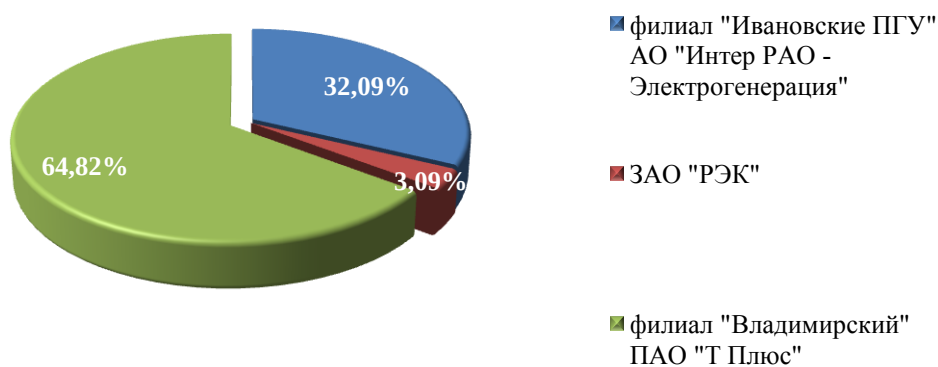


Рис.10. Структура выработки электроэнергии в 2020 году по видам собственников

Испытательный стенд газотурбинных двигателей ГТЭ-110 АО «Испытательный стенд Ивановской ГРЭС» в г. Комсомольск вырабатывает электроэнергию только в периоды проведения испытаний газотурбинных двигателей, покрывая часть нагрузки электроснабжения, и не является полноценным электрогенерирующим предприятием.

Ивановская область относится к регионам, в которых существующая газотранспортная система в настоящее время перегружена и не имеет достаточного резерва мощностей для обеспечения дополнительных поставок природного газа, что не позволяет широко внедрять технологию когенерации на территории региона, так как когенерационные установки стандартно сконструированы для работы на указанном виде топлива.

На момент актуализации Программы электроэнергетики Ивановской области выработку электрической энергии на когенерационном цикле осуществляли следующие организации:

– ПГ ТЭЦ ООО «УК ИП «Родники» в г. Родники Ивановской области (установленная мощность 17 МВт);

– ООО «Ивановская тепловая электростанция» в д. Бухарово Ивановской области (установленная мощность 0,62 МВт);

– отдельные ведомственные котельные, вырабатывающие электроэнергию на когенерационном цикле, установленная мощность электрогенерирующего оборудования которых не превышает 0,5 МВт.

Указные источники, кроме ПГ ТЭЦ ООО «УК ИП «Родники», обеспечивают только потребности предприятий – собственников оборудования.

ПГ ТЭЦ ООО «УК ИП «Родники» построена по проекту, выполненному АО «Зарубежэнергопроект» (г. Иваново) с применением следующего основного оборудования:

– паровой котел БЭМ-25/2,4-380 (паропроизводительность 25 т/ч, давление 2,4 МПа, температура 380°C) – 3 шт.; начало эксплуатации – 2010 год;

– паровой котел-утилизатор КГТ-25/2,4-380 (паропроизводительность 25 т/ч, давление 2,4 МПа, температура 380°C) – 2 шт.; начало эксплуатации – 2011 год;

– агрегат газотурбинный энергетический ГТА-6РМ (установленная электрическая мощность 6 МВт) – 2 шт.; начало эксплуатации – 2011 год;

– противодавленческая паротурбинная установка Р-2,5 (установленная электрическая мощность 2,5 МВт) – 2 шт.; начало эксплуатации – 2011 год.

Пусконаладочные работы по пусковому комплексу (3 паровых котла БЭМ) начаты в 2009 году. Пусконаладочные работы завершающего этапа (газотурбинные агрегаты, паротурбинные установки, котлы-утилизаторы) начаты в 2011 году. В 2012 году получена лицензия на эксплуатацию взрывопожароопасных производственных объектов № ВП-16-024329.

В г. Родники создан АО «Индустриальный парк «Родники» (далее – ИП «Родники»). Для предприятий ИП «Родники» ПГ ТЭЦ является источником теплоснабжения. С 2016 года потребителями электроэнергии, вырабатываемой ПГ ТЭЦ, являются ООО «Родники-Энерго».

Установленная мощность электростанции – 17 МВт (Два ГТА-6РМ по 6 МВт, две Р-2,5 по 2,5 МВт). Располагаемая мощность – 17 МВт. Тепловая мощность – 95,4 Гкал/час.

Динамика выработки тепловой и электрической энергии за 2015 – 2020 годы и прогноз выработки тепловой и электрической энергии на 2022 – 2026 годы, а также прогноз потребности ООО «УК ИП «Родники» в топливе до 2026 года представлены в таблицах 12, 13, 14. Информация приведена по данным собственника.

Таблица 12

**Динамика выработки тепловой и электрической энергии ООО «УК ИП
«Родники»
за 2015 – 2020 годы**

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Тепловая энергия, тыс. Гкал	182,339	178,921	187,535	199,389	171,552	145,2
Электрическая энергия, млн кВт·ч	44,020	32,51	69,799	48,672	40,3	44,9

Таблица 13

**Прогноз выработки тепловой и электрической энергии
ООО «УК ИП «Родники»
на период 2022 – 2026 годов (по данным собственника)**

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Тепловая энергия, тыс. Гкал	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0
Электрическая энергия, млн кВт·ч	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0

Таблица 14

**Прогноз потребности в топливе ООО «УК ИП «Родники» на период 2022 – 2026
годов**

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребность в топливе, т.у.т. (млн м ³ природного газа)	91 380 (79)	91 380 (79)	91 380 (79)	91 380 (79)	91 380 (79)

Ряд организаций и промышленных предприятий Ивановской области планируют строительство энергообъектов с применением когенерационных технологий, например: ООО «Майдаковский завод» планирует приобретение и ввод в эксплуатацию установок газогенераторов общей мощностью 1,2 МВт в течение 2020 - 2021 годов. Но пока эта работа находится только на стадии технологического обоснования и проектных изысканий, поэтому в Программу данные объекты не включены.

По информации Департамента экономического развития и торговли Ивановской области в настоящее время рассматривается вопрос строительства автономной минигенерации – Наволоки («Миг-Н»). В ходе реализации проекта планируется строительство автономного энергоцентра на основе газопоршневых электрогенераторных установок для производства электрической и тепловой энергии для обеспечения потребителей, расположенных на вновь организуемой площадке ТОСЭР в г. Наволоки Кинешемского района Ивановской области.

При выходе на проектный уровень мощности энергоцентр будет вырабатывать 32,5 млн кВт·ч электроэнергии и 7,4 тыс. Гкал теплоэнергии в год.

Данный инвестиционный проект одобрен комиссией по инвестиционным проектам, реализуемым на территории Ивановской области, при Правительстве Ивановской области (протокол от 10.03.2021 № 11).

3.2.1. Характеристика электростанций филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»

Ивановская ТЭЦ-2.

Ивановская ТЭЦ-2 предназначена для теплоснабжения промышленных потребителей паром параметрами 8 - 13 ата и отпуска с горячей водой в систему централизованного теплоснабжения города Иванова; введена в эксплуатацию в 1954 году. Месторасположение станции – центральная часть города Иванова.

Строительство станции началось в 1949 году. Станция введена в эксплуатацию (первая очередь) в 1954 – 1956 годах с проектной мощностью

50 МВт (в эксплуатацию введены 4 котла ТП-170 и 2 турбоагрегата ВПТ-25-3 мощностью по 25 МВт).

В последующий период введены в эксплуатацию:

- вторая очередь строительства (1956 – 1959 годы, введены в эксплуатацию 2 котла ТП-170 ст. № 5, 6 и 2 турбоагрегата ВПТ-25-3 ст. № 3, 4);
- третья очередь строительства (1960 – 1967 годы, введены в эксплуатацию 1 котел БКЗ-220 ст. № 7, водогрейный котел ПТВМ – 100 ст. № 9 и 1 турбоагрегат ПТ-60-90/13 ст. № 5);
- четвертая очередь строительства (1968 – 1969 годы, введены в эксплуатацию 1 котел БКЗ-220 ст. № 8 и водогрейный котел ПТВМ-100 ст. № 10).

В 1980 – 1989 годы проведено техническое перевооружение части основного оборудования: заменены турбоагрегаты ст. № 1, 2, 3, 4 со всем вспомогательным оборудованием и трубопроводами, реконструированы 3 котла ст. № 5, 7, 8 по проекту перевода на сжигание кузнецкого угля, введен в эксплуатацию газопровод высокого давления и ГРП-2.

В 1998 – 2000 годы построены 2 аккумуляторных бака подпитки теплосети с насосной станцией.

В 2000 году выполнена газификация котла ТП-170 ст. № 5 по системе «АМАКС».

В 2006 году выполнена газификация котла ТП-170 ст. № 1 по системе «АМАКС».

В 2009 году закончена реконструкция турбоагрегата Р-46(50)-90/11 ст. № 3 с организацией теплофикационного отбора и изменением типа на ПТР-65-8,8/1,2.

В 2013 году проведены работы по продлению паркового ресурса турбоагрегата ст. № 5 (ПТ-60-90).

В связи с физическим износом и конструктивными недостатками водогрейных котлов, отсутствием необходимости их эксплуатации (фактически не работали более 10 лет) в 2014 году выведены из эксплуатации водогрейные котлы ПТВМ–100 ст. № 9 и ст. № 10.

В 2016 году проведены работы по улучшению технико-экономических показателей станции за счет перевода турбоагрегата ст. № 2 ПТ-25-90 на работу в режим «ухудшенный» вакуум.

В конкурентный отбор мощности 2021 года заявлены и отобраны только ТГ ст. № 2, 3, 4.

В конкурентный отбор мощности 2022 года заявлены и отобраны только ТГ ст. № 1, 2, 3, 4.

В конкурентный отбор мощности 2023, 2024 годов генерация не заявлялась.

Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс» планирует вывод из эксплуатации всего генерирующего оборудования «Ивановской ТЭЦ-2» (4 турбоагрегата суммарной установленной мощностью 140 МВт). Для надежного функционирования энергосистемы Ивановской области при выводе из эксплуатации генерирующего оборудования «Ивановской ТЭЦ-2» разрабатывается проект «Разработка компенсационных (замещающих) мероприятий и основных технических решений, обеспечивающих вывод из эксплуатации Ивановской ТЭЦ-2».

В настоящее время заключен договор с экспертной организацией на проведение расчетов электроэнергетических режимов района Ивановской ТЭЦ-2

класса напряжения 110, 35 кВ с разработкой компенсационных мероприятий, обеспечивающих вывод из эксплуатации Ивановской ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс».

Для обеспечения теплоснабжения г. Иваново при выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Ивановской ТЭЦ-2 на территории Ивановской ТЭЦ-2 к 2023 году запланировано строительство водогрейной котельной.

Ивановская ТЭЦ-3.

Ивановская ТЭЦ-3 снабжает тепловой энергией жилой сектор и промышленные предприятия г. Иваново и г. Кохма, поставляет электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии.

Проект станции был разработан Московским отделением Всесоюзного Государственного ордена Ленина проектного института «Теплоэлектропроект».

Строительные работы на площадке Ивановской ТЭЦ-3 начались в 1970 году. Пиковый водогрейный котел ПТВМ-100 ст. № 1 и котел ПТВМ-100 ст. № 2 были введены в эксплуатацию 1974 году.

31.12.1974 Ивановская ТЭЦ-3 была введена в число действующих предприятий.

В декабре 1976 года смонтирован первый энергетический котел ТП-87 и первый турбоагрегат ПТ-60-130/13.

Для обеспечения растущих потребностей г. Иваново в горячей воде и отоплении с 1978 по 1991 годы на Ивановской ТЭЦ-3 были установлены еще четыре энергетических котла ТП-87, один турбоагрегат Т-100/120-130-3 ст. № 2, два турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. № 3, 4, два водогрейных котла КВГМ-100 ст. № 3, 4. Электростанция вышла на проектную мощность: электрическую – 330 МВт, тепловую – 1076 Гкал/ч.

В связи с физическим и моральным износом водогрейных котлов ПТВМ-100, отсутствием необходимости их эксплуатации (фактически не работали более 10 лет) с 31.12.2015 выведены из эксплуатации водогрейные котлы ПТВМ-100 ст. № 1 и ст. № 2 на Ивановской ТЭЦ-3.

Установленная и располагаемая мощность электростанций приведена в таблице 15.

Таблица 15

Установленная и располагаемая мощность электростанций

Наименование показателя		ИвТЭЦ-2	ИвТЭЦ-3
Электрическая мощность, МВт	Установленная	200,0	330,0
	Располагаемая среднегодовая за 2020 год	183,164	315,939
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Всего	671,5	876,0
	в том числе:		
	в горячей воде	490,6	645,0
	в паре	180,9	231,0
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Всего	671,5	876,0
	в том числе:		
	в горячей воде	490,6	645,0
	в паре	180,9	231,0

Среднегодовое ограничение электрической мощности Ивановской ТЭЦ-2 за 2020 год составило 14,061 МВт. Причины ограничения электрической мощности: сезонного действия (недостаток тепловых нагрузок), технические.

Среднегодовое ограничение электрической мощности Ивановская ТЭЦ-3 за 2020 год составило 14,061 МВт. Причины ограничения электрической мощности: недостаток тепловых нагрузок для турбин типов ПТ, технические.

Состав основного оборудования электростанций филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» приведен в приложении 2 к Схеме и программе.

Динамика выработки и структура отпуска тепловой и электрической энергии от электростанций филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» за 2015 – 2020 годы приведены в таблице 16. Прогнозные значения данных показателей на 2022 – 2026 годы показаны с учетом проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы в таблице 17.

Таблица 16

**Динамика выработки и структура отпуска тепловой и электрической энергии
филиалом «Владимирский» ПАО «Т Плюс»
за 2015 – 2020 годы**

Название станции	Наименование показателя	Ед. изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Ивановская ТЭЦ-2	Выработка электроэнергии, в т.ч.:	млн кВт·ч	429,073	441,489	396,420	421,94	401,324	362,081
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	387,965	398,429	387,548	416,982	386,393	359,024
	%	%	90,4	90,2	97,8	98,8	96,3	99,2
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	41,108	43,060	8,872	4,958	14,931	3,057
	Отпуск электроэнергии с шин, в т.ч.:	млн кВт·ч	338,464	358,136	316,572	340,485	327,297	291,690
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	308,894	325,693	309,943	336,550	315,871	289,384
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	29,57	32,443	6,629	3,935	11,426	2,306
	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в т.ч.:	тыс. Гкал	1 265,448	1 345,646	1 292,553	1 334,673	1 206,544	1 102,566
	Паром	тыс. Гкал	190,162	192,101	155,822	132,242	137,397	84,990
	горячей водой	тыс. Гкал	1 075,286	1 153,545	1 139,995	1 202,431	1 069,147	1 017,576
Ивановская ТЭЦ-3	Выработка электроэнергии, в т.ч.:	млн кВт·ч	619,519	661,105	616,006	673,383	622,098	580,283
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	568,651	595,251	569,707	626,575	554,375	550,939
	%	%	91,8	90,0	92,5	93,0	89,1	94,9
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	50,868	65,854	46,298	46,808	67,723	29,344
	Отпуск электроэнергии с шин, в т.ч.:	млн кВт·ч	523,886	564,288	522,606	582,236	528,084	492,528
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	481,675	508,384	483,391	542,083	471,336	467,708
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	42,211	55,904	39,215	40,153	56,748	24,82
	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в т.ч.:	тыс. Гкал	1 132,987	1 244,911	1 147,251	1 186,751	1 100,581	1 044,031
	Паром	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
	горячей водой	тыс. Гкал	1 132,987	1 244,911	1 147,251	1 186,751	1 100,581	1 044,031

**Прогноз выработки тепловой и электрической энергии филиалом
«Владимирский» ПАО «Т Плюс» на период 2022 – 2026 годов
(данные собственника с учетом схемы и программы
развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы)**

Название станции	Наименование показателя	Ед. изм.	2021 год*	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Ивановская ТЭЦ-2	Выработка электроэнергии, в т.ч.:	млн кВт·ч	421,975	421,975	421,975	421,975	421,975	421,975
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	381,465	381,465	381,465	381,465	381,465	381,465
	%	%	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	40,510	40,510	40,510	40,510	40,510	40,510
	Отпуск электроэнергии с шин, в т.ч.:	млн кВт·ч	350,990	350,990	350,990	350,990	350,990	350,990
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	317,294	317,294	317,294	317,294	317,294	317,294
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	33,695	33,695	33,695	33,695	33,695	33,695
	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в т.ч.:	тыс. Гкал	1 129,230	1 133,497	1 133,497	1 133,497	1 133,497	1 133,497
	Паром	тыс. Гкал	34,956	36,247	36,247	36,247	36,247	36,247
	горячей водой	тыс. Гкал	1 094,274	1 097,250	1 097,250	1 097,250	1 097,250	1 097,250
Ивановская ТЭЦ-3	Выработка электроэнергии, в т.ч.:	млн кВт·ч	656,506	656,506	656,506	656,506	656,506	656,506
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	596,764	596,764	596,764	596,764	596,764	596,764
	%	%	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	59,742	59,742	59,742	59,742	59,742	59,742
	Отпуск электроэнергии с шин, в т.ч.:	млн кВт·ч	567,380	567,380	567,380	567,380	567,380	567,380
	по теплофикационному циклу	млн кВт·ч	515,748	515,748	515,748	515,748	515,748	515,748
	по конденсационному циклу	млн кВт·ч	51,635	51,635	51,635	51,635	51,635	51,635
	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в т.ч.:	тыс. Гкал	1 188,63	1 110,454	1 110,454	1 110,454	1 110,454	1 110,454
	Паром	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	горячей водой	тыс. Гкал	1 188,63	1 110,454	1 110,454	1 110,454	1 110,454	1 110,454

* - плановые показатели, определенные в текущем 2021 году

Сведения о потреблении топлива на электростанциях за последние 6 лет приведены в таблице 18, прогноз потребности филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» в топливе на период 2022 – 2026 годов представлен в таблице 19.

Таблица 18

**Потребление топлива на электростанциях филиала «Владимирский»
ПАО «Т Плюс» за 2015 – 2020 годы, т.у.т.**

Наименование объекта	Вид топлива	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Ивановская ТЭЦ-2	природный газ	285 873	335 889	308 978	324 823	294 121	260 071
	каменный уголь	41773	0	0	0	0	0
	Мазут	0	1 328	756	1 010	0	2 245
	Всего	327 616	337 217	309 734	325 833	294 121	262 316
Ивановская ТЭЦ-3	природный газ	305 740	323 498	299 034	314 266	268 604	258 383
	каменный уголь	9 423	16 534	5 502	7 404	30 792	18 044
	Мазут	0	0	0	0	229	621
	Всего	315 163	340 032	304 536	321 670	299 625	277 048

Таблица 19

**Прогноз потребления топлива на электростанциях филиала «Владимирский»
ПАО «Т Плюс» на 2021 – 2026 годы, т.у.т.**

Наименование объекта	Вид топлива	2021 год*	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Ивановская ТЭЦ-2	природный газ	300 339	301 070	301 070	301 070	301 070	301 070
	каменный уголь	0	0	0	0	0	0
	мазут	1 729	1 729	1 729	1 729	1 729	1 729
	всего	302 068	302 799	302 799	302 799	302 799	302 799
Ивановская ТЭЦ-3	природный газ	331 570	318 749	318 749	318 749	318 749	318 749
	каменный уголь	6 903	6 903	6 903	6 903	6 903	6 903
	мазут	420	420	420	420	420	420
	всего	338 893	326 072	326 072	326 072	326 072	326 072

* - плановые показатели, определенные в текущем 2021 году

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25.12.2014 № 962 «Об исключении с 01.10.2015 угля из топливного баланса для Ивановской ТЭЦ-2» основным видом топлива для энергетических котлов Ивановской ТЭЦ-2 является природный газ, в качестве растопочного и резервного видов топлива – мазут.

По состоянию на сегодняшний день схемы выдачи мощности Ивановской ТЭЦ-2 и Ивановской ТЭЦ-3 позволяют обеспечить выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды, отсутствуют ограничения на технологическое присоединение потребителей к тепловым сетям.

3.2.2. Характеристика электростанции филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Филиал «Ивановские ПГУ» расположен в районном центре Ивановской области - г. Комсомольск, в 35 километрах к западу от г. Иваново.

Филиал «Ивановские ПГУ» территориально создан на базе Ивановской ГРЭС, построенной по Государственному плану электрификации России с целью обеспечения электрической и тепловой энергией г. Иваново и прилегающих районов. В 1930 году был сдан в эксплуатацию первый турбоагрегат, в качестве топлива использовался торф. В 1945 году за успешное энергоснабжение промышленности Ивановской области электростанция награждена орденом Трудового Красного Знамени.

В 1980-х годах по решению Министерства энергетики и электрификации СССР Ивановская ГРЭС переоборудована в пиковую газотурбинную электростанцию для восполнения дефицита мощности в центральном регионе страны в часы пиковых нагрузок. В 1990-х годах принято решение о внедрении на Ивановской ГРЭС современных парогазовых технологий с использованием оборудования отечественного производства.

Технико-экономическое обоснование реконструкции Ивановской ГРЭС с установкой двух блоков разработано филиалом АО «Инженерный центр ЕЭС» - «Институт Теплоэлектропроект» г. Москва в 2003 году и утверждено РАО «ЕЭС России» приказом от 28.07.2003 № 385 с учетом заключения Главгосэкспертизы России № 427-03/ГГЭ-0641/02 от 26.06.2003.

В 2004 году для реализации инвестиционного проекта строительства двух энергоблоков ПГУ-325, ведения технического надзора за строительством и в качестве будущей эксплуатационной организации, по решению ОАО РАО «ЕЭС России» было учреждено ОАО «Ивановские ПГУ».

В 2008 году ОАО «Ивановские ПГУ» было реорганизовано путем присоединения к ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»; на основе реорганизуемого ОАО «Ивановские ПГУ» был создан филиал. С 01.01.2012 филиал «Ивановские ПГУ» является филиалом АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее – «Ивановские ПГУ»).

20.05.2008 энергоблок № 1 ПГУ-325 «Ивановские ПГУ» введен в опытно-промышленную эксплуатацию и включает следующее основное оборудование:

- 2 газотурбинных установки ГТЭ-110 производства ОАО «НПО «Сатурн» по лицензии НПКГ «Зоря» - «Машпроект» с генератором ТЗФГ-110-2МУЗ производства ОАО «Силовые машины» («Электросила»);

- 2 котла-утилизатора П-88 (Е-155/35-7,2/0,7-501/231) производства ОАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» по проекту ОАО «ИК «ЗИОМАР»;

- 1 конденсационную паротурбинную установку К-110-6,5 производства ОАО «Силовые машины» («ЛМЗ») с генератором ТЗФП-110-2МУЗ производства ОАО «Силовые машины» («Электросила»).

В состав ГТЭ-110 входят:

- газотурбинный двигатель (ГТД) мощностью 110 МВт;
- вентилируемое тепловозвукоизолирующее укрытие;
- электрогенератор;
- вспомогательные системы.

01.12.2011 в связи с принятием в исполнительном аппарате АО «ИНТЕР РАО ЕЭС» решения о выводе из эксплуатации газовой турбины ГТ-11 изменилась установленная мощность первого энергоблока ПГУ-325.

Указанное решение было согласовано с Министерством энергетики Российской Федерации и АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, после чего оформлен акт вывода из эксплуатации ГТ-11 установленной мощностью 110 МВт.

Вместе с тем, в ноябре 2011 года на первом энергоблоке проводились испытания оставшегося в работе оборудования в составе ГТ-12, КУ-12 и ПТ-10, по результатам которых оформлен акт о перемаркировке первого энергоблока ПГУ-325 «Ивановские ПГУ» со снижением его установленной мощности до 158 МВт.

В связи с низкой эксплуатационной надежностью оборудования первого энергоблока ПГУ-325 в 2012 году АО «ИНТЕР РАО ЕЭС» принято решение о выводе его из эксплуатации с 01.01.2013. Решение о выводе из эксплуатации первого энергоблока ПГУ-325 согласовано с Министерством энергетики Российской Федерации и АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, на основании чего оформлен соответствующий акт. С 01.01.2013 первый энергоблок ПГУ-325 «Ивановские ПГУ» выведен из эксплуатации на неопределенное время.

10.02.2012 в эксплуатацию введен второй энергоблок ПГУ-325 «Ивановские ПГУ», который включает в себя следующее основное оборудование:

- 2 газотурбинные установки типа ГТЭ-110 производства ОАО «НПО «Сатурн» по лицензии НПКГ «Зоря» - «Машпроект» с генератором ТТК-110-2У3-Г;

- 2 горизонтальных двухконтурных котла-утилизатора типа Е-148/35-6,7/0,6-493/229 разработки АО «ИК ЗИОМАР» и производства ОАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»;

- 1 конденсационную паротурбинную установку типа К-110-6,5 производства ОАО «Силовые машины» («ЛМЗ») с турбогенератором типа ТТК-110-2У3-П;

- вспомогательное общеплощное оборудование;

- автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУТП).

На 01.03.2012 АО «СО ЕЭС» была аттестована только половина энергоблока установленной мощностью 160 МВт, а с 01.07.2012 аттестован энергоблок в полном составе оборудования мощностью 325 МВт.

Для второго энергоблока ПГУ-325 основным и резервным топливом является природный газ, аварийным (при нарушении газоснабжения) - жидкое (дизельное) топливо.

На балансе «Ивановские ПГУ» находится производственная котельная (котельная Ивановская ГРЭС) для покрытия тепловых нагрузок сторонних потребителей, расположенных в г. Комсомольск. Тепловая энергия отпускается в виде пара и горячей воды.

Энергетическое оборудование котельной включает 3 энергетических котлоагрегата: ДЕ-10-1,4 ГМ - 1 агрегат, Е-50-1,4-225ГМ - 2 агрегата (котельная Ивановская ГРЭС). Год ввода в эксплуатацию – 2001 год.

Основным и резервным топливом для котельной является природный газ, аварийным топливом - дизельное топливо.

В 2020 году Правлением ПАО «Интер РАО» одобрен проект «Восстановление энергоблока №1 филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО-Электрогенерация» с использованием турбин иностранного производства».

В рамках реализации проекта по восстановлению блока станции № 1 «Ивановские ПГУ» предполагается установка двух ГТУ типа Н-100 производства Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd с новыми генераторами и вспомогательным оборудованием. Установка основного и вспомогательного оборудования

производится в существующем здании главного корпуса (блок № 1 в турбинном отделении).

Целями проекта являются:

- восстановление работоспособности блока станции №1 «Ивановские ПГУ»;
- увеличение установленной мощности станции на 325 МВт;
- обеспечение надежности и безаварийности работы энергоблока;
- сохранение «Ивановские ПГУ» в работе и отказ от вывода из эксплуатации после окончания ДПМ.

Плановое завершение проекта - 01.01.2024.

Данные об установленной электрической и тепловой мощности филиала «Ивановские ПГУ» по состоянию на 01.01.2021 приведены в таблице 20.

Таблица 20

Данные об установленной электрической и тепловой мощности филиала «Ивановские ПГУ» по состоянию на 01.01.2021, МВт

Показатель	ПГУ - 325 блок № 2	Котельная (Ивановская ГРЭС)	Филиал «Ивановские ПГУ»
Установленная электрическая мощность	325,0	-	325,0
Установленная тепловая мощность	14,8	64,3	79,1

Основное оборудование ПГУ-325 находится в начальной стадии эксплуатации и не выработало свой ресурс до заводских ремонтов и полный ресурс (до списания). Однако, с начала ввода в эксплуатацию оборудования «Ивановские ПГУ» и до настоящего времени существует проблема обеспечения надежной и безопасной работы установки, связанная с недостаточной надежностью двигателей ГТД-110.

Со времени ввода в эксплуатацию блока 2 «Ивановские ПГУ» произошло 52 аварийных останова из-за различных повреждений газовых турбин ГТЭ-110.

Основные дефекты, выявленные за время эксплуатации ГТД-110:

- повышенная вибрация ГТ при закрытии ВНА;
- многократное повреждение трубопроводов обвязки ГТД-110;
- неплотности соединений колец диффузора, приводящей к высоким присосам холодного воздуха в котел-утилизатор;
- неплотности фланцевых разъемов ГТ, приводящие к значительному росту температуры в укрытии;
- увеличенные потери масла в системе смазки: 4,2-8,1 кг/час (по техническим условиям – 1 кг/час);
- трещины на патрубках пламяпереброса и обоймах жаровых труб камеры сгорания;
- неплотное закрытие клапанов перепуска воздуха, приводящее к пониженной температуре газов на входе в котел-утилизатор и, как следствие, недобор мощности паровой турбины;
- выход из строя термопар контроля температуры за турбиной;
- обрыв рабочей лопатки первой ступени турбины с последующим разрушением проточной части;

- повышенный NO_x (оксиды азота) по сравнению с нормами и ТУ.

Для снижения уровня аварийности в филиале «Ивановские ПГУ» необходимо реализовать разработанный приоритетный план по устранению дефектов, повышению эксплуатационной надежности и дальнейшему совершенствованию конструкции газотурбинного двигателя ГТД-110 (План № 484/009-110-001/09), ответственным исполнителем которого является завод-производитель ГТД-110 – ОАО «НПО «Сатурн» г. Рыбинск.

Динамика выработки тепловой и электрической энергии филиала «Ивановские ПГУ» за 2015 – 2020 годы представлена в таблице 21.

Таблица 21

**Динамика выработки тепловой и электрической энергии
филиала «Ивановские ПГУ» за 2015 – 2020 годы**

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	550,67	948,22	409,204	143,839	322,062	466,631
Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	94,08	96,085	103,007	104,413	83,875	78,817

Прогноз выработки тепловой и электрической энергии на 2022 – 2026 годы, прогноз потребности «Ивановские ПГУ» в топливе на период 2022 – 2026 годов представлены в таблицах 22, 23. Значительное увеличение объема выработки электрической энергии и потребности «Ивановские ПГУ» в топливе с 2024 года связано с вводом в эксплуатацию 1 энергоблока ПГУ-325.

Таблица 22

Прогноз выработки тепловой и электрической энергии филиала «Ивановские ПГУ» на 2022 – 2026 годы (данные собственника с учетом схемы и программы развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы)

Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	353,00	353,00	2 074,31	2 355,71	2 355,71
Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	89,27	89,27	89,27	89,27	89,27

Таблица 23

**Прогноз потребности филиала «Ивановские ПГУ»
в топливе на период 2022 – 2026 годов**

Потребность в топливе	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
условное топливо	тыс. т у.т.	104,20	104,18	536,43	606,98	606,98
на э/э	тыс. т у.т.	89,25	89,23	521,48	592,03	592,03
на т/э	тыс. т у.т.	14,95	14,95	14,95	14,95	14,95
натуральное топливо (природный газ)	млн м ³	91,18	91,16	469,38	531,11	531,11
на э/э	млн м ³	78,10	78,07	456,30	518,02	518,02
на т/э	млн м ³	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08

Ограничения электрической мощности ПГУ-325 обусловлены наличием температурных ограничений газотурбинных установок и являются временными ограничениями сезонного действия.

В период с апреля по октябрь установленная электрическая мощность энергоблока будет иметь ограничения, связанные с температурой наружного воздуха и температурой циркуляционной воды.

На 2021 год «Ивановские ПГУ» согласованы с АО «СО ЕЭС» ограничения установленной электрической мощности ПГУ-325, с учетом фактических режимов работы оборудования второго энергоблока ПГУ-325 в зимний период 2016 года и летний период 2017, 2018, 2019 годов.

Согласованные ограничения мощности блока ПГУ-325 представлены в таблице 24.

Таблица 24

Располагаемая мощность для второго энергоблока ПГУ-325 на 2021 год

Наименование	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Установленная мощность, МВт	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
Ограничения, зарегистр. СО на 2021 год, МВт	0	0	0	23,772	9,000	9,000	9,000	25,500	9,000	23,772	0	0
Располагаемая мощность, МВт	325,000	325,000	325,000	301,228	316,000	316,000	316,000	299,500	316,000	301,228	325,000	325,000

Располагаемая мощность агрегата (электростанции) – это установленная мощность генерирующего агрегата (электростанции) за вычетом ограничений его мощности. Таким образом, величина располагаемой мощности электростанции может меняться в зависимости от величины согласованных АО «СО ЕЭС» ограничений.

В АО «Интер РАО – «Электрогенерация» в настоящее время рассматривается проект о восстановлении энергоблока №1 ПГУ–325 (выведен из эксплуатации с 01.01.2013) с использованием газовых турбин иностранного производства.

Для обеспечения выдачи мощности в сеть 220 кВ второго энергоблока филиалом Волго-Окское ПМЭС в 2011 году введена новая двухцепная линия электропередачи КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново, проведена реконструкция ПС 220 кВ Иваново, проведена реконструкция ПС 220 кВ Иваново. Выполнено строительство новой двухцепной КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново (2 х 25 км) и реконструкция с расширением ПС 220/110/10 кВ Иваново с целью реализации выдачи мощности энергоблока № 2 (325 МВт) филиала «Ивановские ПГУ» (выполнение ОРУ 220 кВ по схеме 220-9Н «Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям через развилку выключателей» с подключением двух трехфазных АТ 200 МВА 220/110/10 кВ и четырех ВЛ 220 кВ).

Также выполнен перевод существующей двухцепной КВЛ 110 кВ Ивановская ГРЭС – Неро на напряжение 220 кВ.

В 2009 году по заказу «Ивановские ПГУ» разработана «Схема выдачи мощности двух блоков ПГУ-325 Ивановской ГРЭС».

Работа по формированию Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности группы «ИНТЕР РАО ЕЭС» ведется в соответствии с Регламентом бизнес-процесса разработки, мониторинга и анализа реализации Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности, утвержденным приказом ПАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» от 16.11.2010 № ИРАО/846. Ежегодно формируется Программа с перспективой на 5 лет и проводится актуализация ее на планируемый год. При корректировке Программы учитываются результаты энергетических обследований и перспективные планы по развитию генерирующих активов группы «ИНТЕР РАО ЕЭС».

В настоящее время «Ивановские ПГУ» разрабатывается Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности на период 2022 – 2026 годов.

3.3. Основные характеристики электросетевого хозяйства Ивановской области

3.3.1. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС

Вологодское ПМЭС является филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» и находится в административном подчинении МЭС Центра, с 01.04.2016 в связи с изменением организационной структуры ПАО «ФСК ЕЭС» в виде укрупнения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС был ликвидирован филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Волго-Окское ПМЭС (с передачей функций в Вологодское ПМЭС).

История становления Волго-Окского ПМЭС началась с 15 декабря 1954 года. В это время приказом Министра электростанций Павленко А.С. была организована дирекция строительства электропередач «Куйбышевская ГЭС – Москва» – первая в стране и мире ЛЭП сверхвысокого напряжения 400кВ. Вдоль трассы ЛЭП предполагалось построить ПС «Вешкайма», «Арзамас», «Владимир» и «Ногинск». Под строительство переключательного пункта № 3 была выбрана территория площадью 92 гектара в 10 километрах от города Владимира.

В 1955 году переключательный пункт № 3 укомплектовывался эксплуатационным персоналом. В конце декабря 1955 года монтаж и наладка оборудования вспомогательного щита управления заканчиваются, и Южная цепь ЛЭП 400 кВ с оборудованием опробуется напряжением со стороны ПС «Ногинск».

В период с 1959 по 1962 годы была проведена работа по реконструкции ПС Владимирская и ЛЭП на напряжение 500 кВ.

В 1971 году расширяется ОРУ 500 кВ ПС «Владимирская», и новая ВЛ 500 кВ протяженностью 177 км связывает ПС с Костромской ГРЭС.

С 1986 года начинается новый этап в развитии ПС «Владимирская». Со строительством ВЛ 750 кВ «КаАЭС-Владимир» протяженностью 397 км, которая была закончена в рекордно короткий срок (менее одного года). На ПС было построено ОРУ 750 кВ. С 1986 по 1991 годы коллективом

предприятия совместно со смежными организациями была проделана значительная работа: введены в работу ОРУ 750 кВ, шестая и седьмая трансформаторные группы, шунтирующий реактор № 1750 кВ, ОПУ, компрессорная станция, заменены на новые АТ-1 - АТ-5, все оборудование ОРУ 500 и КРУ-10 кВ. Все устройства релейной защиты ВЛ 500 кВ и оборудование ОРУ 500 кВ; цепи управления ВЛ 110 и 220 кВ и оборудование ОРУ 110 кВ и 220 кВ переведены с ГЩУ на ОПУ.

В связи с реформированием РАО «ЕЭС России» и отнесением к сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети объектов электросетевого хозяйства класса напряжения 220 кВ, в ремонтно-эксплуатационное обслуживание Волго-Окского ПМЭС с 2005 года переданы подстанции и линии электропередачи напряжением 220 кВ по Костромской, Владимирской и Ивановской областям.

По состоянию на 01.01.2020 в зоне обслуживания Вологодского ПМЭС на территориях Костромской, Ивановской и Владимирской областей находились 17 подстанций 220 - 750 кВ общей установленной мощностью 11 114,642 МВА и 48 линий электропередачи напряжением 10 - 750 кВ протяженностью 3 093,366 км по трассе и 3 214,18 км по цепям (включая кабельные участки КВЛ 10 кВ).

По территории Ивановской области проходят четыре линии электропередачи напряжением 500 кВ, обслуживаемые филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС. В Ивановской области их общая протяженность составляет 342,04 км. Основные характеристики данных линий электропередачи приведены в приложении 3 к Схеме и программе.

В 2015 году введена в эксплуатацию ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская, проходящая по территориям Костромской, Ивановской и Нижегородской областей. Данная линия ВЛ 500 кВ необходима для покрытия дефицита мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей, расположенных в Центральной части энергосистемы Нижегородской области и существенного увеличения пропускной способности межсистемных сечений между ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. Общая протяженность ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская по трассе составляет 285,483 км.

В связи с тем, что данные линии предназначены прежде всего для транзитной передачи электрической энергии от Костромской ГРЭС к объектам, расположенным в Московской, Владимирской и Нижегородской областях, в данной Программе они рассматриваться не будут.

Основными питающими центрами электросетевого комплекса Ивановской области являются подстанции филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС, находящиеся на территории Ивановской области: ПС 220 кВ Иваново, ПС 220 кВ Вичуга, ПС 220 кВ Кинешма. Общая протяженность сетей передачи электрической энергии напряжением 220 кВ по территории области составляет 521,51 км. К энергообъектам Вологодского ПМЭС, расположенным на территории Ивановской области относятся:

- ПС 220 кВ Иваново введена в эксплуатацию в 1977 году. Питание ПС осуществляется по четырем ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I и II цепи, КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново I и II цепи и двум КВЛ 110 кВ Комсомольская 1, 2. ПС 220 кВ Иваново осуществляет прием мощности от Костромской ГРЭС и филиала «Ивановские ПГУ», распределение мощности в сеть 110 кВ филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Подстанция является центром электроснабжения промышленных и коммунальных

потребителей городов Иваново, Фурманов, Тейково, п. Лежнево и прилегающих районов Ивановской области. Крупными потребителями электроэнергии являются: ОАО МК «КРАНЭКС», ООО «ВЭМЗ», АО «Водоканал». К ПС 220 кВ Иваново подключены 14 линий 110 кВ;

- ПС 220 кВ Кинешма введена в эксплуатацию в 1978 году. Питание ПС осуществляется по двум ВЛ 220 кВ Вичуга - Кинешма I и II цепи от ПС 220 кВ Вичуга. ПС 220 кВ Кинешма является центром электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей г. Кинешма, Кинешемского и прилегающих районов Ивановской области. Крупными потребителями электроэнергии являются: ООО «ТДЛ Актив» (ранее ООО «Навтэк»), ООО «КейЭйСи» (ранее ОАО «Автоагрегат»), АО «Водоканал», ОАО «Кинешемская ГЭС». К ПС 220 кВ Кинешма подключены 7 линий 110 кВ, 4 линии 35 кВ, 3 линии 10 кВ;

- ПС 220 кВ Вичуга введена в эксплуатацию в 1953 году. В 2016 году завершена комплексная реконструкция ПС 220 кВ Вичуга со строительством подстанции на новой площадке. Питание ПС осуществляется по двум ВЛ 220 кВ от Костромской ГРЭС. ПС 220 кВ Вичуга осуществляет прием мощности от Костромской ГРЭС, по стороне 220 кВ организует межсистемную связь между Владимирской и Ивановской областями и переток мощности в Кинешемский энергоузел. ПС 220 кВ Вичуга является центром электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей г. Вичуга, Вичугского, Родниковского, Заволжского и прилегающих районов Ивановской области. Крупными потребителями электроэнергии являются: ЗАО «ПК Нордтекс», ООО «Машиностроительный завод», ОАО «Вичугская городская электросеть». К ПС 220 кВ Вичуга подключены 7 линий 110 кВ, 3 линии 35 кВ, 12 линий 6 кВ.

Характеристики указанных выше объектов приведены в приложении 4 к Схеме и программе.

Согласно техническим условиям на технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» объекта по производству электроэнергии «Ивановские ПГУ» в части реализации I этапа завершены:

- строительство и ввод в эксплуатацию новой двухцепной КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ - Иваново (2 х 25 км) и расширение ПС 220 кВ Иваново с реконструкцией ОРУ 220 кВ с целью обеспечения выдачи мощности энергоблока № 2 325 МВт филиала «Ивановские ПГУ» (выполнение ОРУ 220 кВ по схеме 220-9Н «Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям через развилку выключателей» с подключением двух трехфазных АТ 200 МВА 220/110/10 кВ и четырех ВЛ 220 кВ);

- перевод двухцепной КВЛ 110 кВ Ивановские ПГУ - Неро на напряжение 220 кВ и расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Неро на две линейные ячейки для присоединения КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ - Неро I и II цепи.

В 2015 году был завершен II этап работ - реконструкция ПС 220 кВ Иваново с заменой оборудования ОРУ 110 кВ (замена 13 выключателей).

В соответствии с «Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 - 2020 годы» проведено комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Вичуга, расположенной в г. Вичуга. Реконструкция ПС 220 кВ Вичуга выполнена с использованием двух площадок: новая площадка (Объект-1); существующая площадка (Объект-2).

В 2016 году полностью завершены работы по комплексному техническому перевооружению и реконструкции ПС 220 кВ Вичуга.

В 2018 году завершены работы по реконструкции ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Вичуга в части установки двух новых линейных ячеек КВЛ 110 кВ Вичуга – Индустриальный парк I, II цепь. Установленное оборудование обеспечивает технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств индустриального парка Комитета имущественных и земельных отношений администрации Вичугского муниципального района Ивановской области.

3.3.2. Филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Впервые об электрификации города Иваново-Вознесенск было упомянуто в 1910 году. Энергетика Ивановской области развивалась фрагментарно вплоть до принятия государственного плана электрификации России, на страницах которого была упомянута ИвГРЭС или 5-районная электростанция.

С возведением и пуском в промышленном масштабе ИвГРЭС связано образование Районного энергетического управления «Ивэнерго» (РЭУ «Ивэнерго»). Районное энергетическое управление создано приказом Энергоцентра ВСНХ от 22.11.1930.

РЭУ «Ивэнерго» просуществовало с небольшими коррективами в названии вплоть до 1988 года. Далее следовала трансформация в ОАО «Ивэнерго». С 01.03.2008 «Ивэнерго» стало филиалом ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Филиал «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (далее – филиал «Ивэнерго») является основным сетевым предприятием Ивановской области, его средневзвешенный охват рынка услуг по передаче электроэнергии составляет 46,92%. Основная доля электросетевых инфраструктурных объектов на территории Ивановской области принадлежит филиалу «Ивэнерго». В таблицах 25, 26, 27 представлены основные характеристики линий электропередачи и трансформаторных подстанций электросетевого комплекса, сведения о физическом износе оборудования.

Таблица 25

Характеристики линий электропередачи филиала «Ивэнерго» по состоянию на 01.03.2021, км

Напряжение	110кВ	35кВ	6-20кВ	0,4кВ	Итого
Протяженность ВЛ (по цепям)	1 886,80	1 618,74	6 609,78	6 188,58	16 303,90
Протяженность КЛ (по цепям)	-	-	66,02	40,11	106,13

Таблица 26

Характеристика трансформаторных подстанций филиала «Ивэнерго» по состоянию на 01.03.2021

Класс напряжения ПС	Кол-во, шт.	Мощность, МВА
ПС 110 кВ	70	2 167,700
ПС 35 кВ	70	430,720
ТП 6-35/0,4 кВ	3 868	467,334
РП 6-10 кВ	7	0,435
ИТОГО	4 015	3 066,189

Таблица 27

Сведения о физическом износе сетей и оборудования филиала «Ивэнерго» по состоянию на 01.01.2021

Тип оборудования	Физический износ, %
Подстанции	
Подстанции 35-110 кВ	84,52 %
Подстанции 6-10/0,4	74,65 %
Тип ВЛ	
ВЛ 35-110 кВ	76,50 %
ВЛ 0,4-10 кВ	71,48 %

Основными питающими центрами электросетевого комплекса филиала «Ивэнерго» являются подстанции филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС, находящиеся на территории Ивановской области: ПС 220кВ Иваново; ПС 220кВ Вичуга; ПС 220кВ Кинешма. Схема электрических соединений основной сети 35 - 110 кВ филиала «Ивэнерго» на 2021 год приведена в приложении 1 к Схеме и программе.

Основные характеристики объектов сетевой инфраструктуры напряжением 35 - 110 кВ приведены в приложениях 8, 9 к Схеме и программе.

В состав филиала «Ивэнерго» входят 6 районов электрических сетей, обслуживающих электрические сети на территории Ивановской области:

- Вичугский РЭС,
- Ивановский РЭС,
- Кинешемский РЭС,
- Пучежский РЭС,
- Тейковский РЭС,
- Шуйский РЭС.

В 2020 году филиалом «Ивэнерго» выполнены мероприятия по строительству, техническому перевооружению и реконструкции объектов электросетевого комплекса на сумму 269 605,97 тыс. рублей. Построено и реконструировано 44,093 км сетей и введено 4,818 МВА трансформаторной мощности, установлено реклоузеров 6 - 10 кВ – 22 шт.

Анализ баланса реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 6-110 кВ

После отмены приказом Минэнерго России от 10.01.2000 № 2 Правил пользования электрической и тепловой энергией потребители перестали участвовать в поддержании напряжения на шинах нагрузок.

В результате этого увеличилось потребление реактивной мощности, что приводит к возрастанию тока, протекающего через системообразующие и распределительные сети, к увеличению потерь активной мощности, к увеличению потерь напряжения, вследствие чего снижается пропускная способность сетей, перерасходуется электроэнергия, уменьшается напряжение на шинах электроприемников.

Для устранения увеличившегося потребления реактивной мощности на первом этапе нужно организовать:

- контроль и оценку состояния уровней напряжения в распределительных сетях, позволяющие увидеть в целом картину обеспечения статистической устойчивости по напряжению систем электроснабжения и, соответственно, устойчивости нагрузки потребителей;
- удовлетворение спроса потребителей к качеству электрической энергии и надежности электроснабжения;
- снижение потерь и улучшение технико-экономических показателей систем электроснабжения, т.е. улучшение результатов бизнеса электросетевых компаний.

Для уменьшения потерь активной мощности необходимо снизить величину полного тока, что достигается снижением потоков реактивной мощности в распределительных сетях за счет ее компенсации у потребителя.

Стоит отметить, что предельное значение коэффициентов реактивной мощности $\text{tg } \phi$ должно быть:

- для сети 110 кВ не более 0,5;
- для сети 35 кВ – 0,4;
- для сети 6-20 кВ – 0,4.

Исходя из анализа зимнего замерного дня 16.12.2020 и схемы потокораспределения, значение $\text{tg } \phi$ составляло:

- для сети 110 кВ – 0,27;
- для сети 35 кВ – 0,51 (*влияние генераторного узла ТЭЦ-2*);
- для сети 6-10 кВ – 0,45.

Как видно из приведенного анализа, имеется незначительное превышение $\text{tg } \phi$ в сетях 6-10 кВ. Данное превышение вызвано тем, что конечные потребители не контролируют потребление реактивной мощности на своих объектах.

В целях снижения загрузки сетей реактивной мощности необходимо проведение постоянной работы с потребителями в рамках исполнения требований «Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 30.01.2019 № 64)».

3.3.3. Электрические сети напряжением до 35 кВ территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электроэнергии только на территории Ивановской области

По состоянию на 01.01.2021 на территории Ивановской области услуги по передаче электрической энергии на муниципальном уровне (класс напряжения 0,4 – 20 кВ) оказывают, в основном, региональная компания филиал «Ивэнерго» и следующие территориальные сетевые организации (далее – ТСО):

АО «Ивгорэлектросеть»,
 АО «Объединенные электрические сети»,
 ООО «БизнесПроект»,
 ОАО «Вичугская городская электросеть»,
 ОАО «Кинешемская ГЭС»,
 ООО «ТСП»,
 ОАО «Юрьевецкие электрические сети»,
 ООО «ИВЭЛС»,
 ООО «НСК»,
 ООО «Газпром энерго» (Саратовский филиал),
 ООО «Промэнергосеть-Лежнево»,
 ООО «ИВЭСК»,
 ООО «Энергосервис»,
 ООО «Энергосетьком»,
 ООО «Энергосеть»,
 АО «Оборонэнерго» (филиал «Волго-Вятский»),
 ООО «Промэнергосеть-Кохма»,
 ООО «Техносеть»,
 ООО «Телесеть».

Также существует несколько территориальных сетевых организаций, образованных на базе промышленных предприятий, или организаций, имеющих электрические сети ограниченной протяженности и небольшое количество социально значимых потребителей.

В настоящее время целесообразно дальнейшее укрупнение указанных ТСО. Постепенная консолидация сетевых активов закреплена в Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации и направлена на снижение общего количества сетевых организаций в России, их укрупнение и исключение с рынка услуг по передаче электрической энергии неквалифицированных участников.

Из ТСО, имеющих разветвленные электрические сети на территории региона и большое количество социально значимых потребителей, следует отметить следующие.

АО «Ивгорэлектросеть» обеспечивает энергоснабжение г. Иваново и отдельных прилегающих территорий. По состоянию на 01.01.2021 в собственности предприятия находятся:

770,08 км кабельных линий ЛЭП 6 кВ (КЛ-6 кВ);
 662,68 км кабельных линий ЛЭП 0,4 кВ (КЛ-0,4 кВ);
 79,33 км воздушных ЛЭП 6 кВ (ВЛ-6 кВ);
 1 094,81 км воздушных ЛЭП 0,4 кВ (ВЛ-0,4 кВ);
 858 ед. трансформаторных подстанций (ТП);
 39 ед. распределительных пунктов (РП);

1 423 ед. силовых трансформаторов, установленных в ТП и РП, суммарной мощностью 481,73 тыс. кВА;

15 347 опор ЛЭП.

Общая протяженность кабельных и воздушных линий электропередачи составляет 2 606,9 км.

В городскую электрическую сеть включены более 275 ведомственных трансформаторных подстанций. Основные питающие центры – подстанции 110/35 кВ филиала «Ивэнерго», АО «ПСК», ООО «ИМЗ Автокран».

Общее количество электроустановок АО «Ивгорэлектросеть» со сроком эксплуатации, превышающим нормативный срок, составляет 62,1%.

Результаты анализа причин аварийных отключений в электрической сети г. Иваново напряжением 6 кВ указывают на ежегодный рост повреждений кабельных линий электропередачи из-за старения изоляции. Для решения данной проблемы требуется выполнение мероприятий по замене выработавших свой ресурс КЛ 6 кВ.

В рамках существующего генерального плана развития города не проработана его детальная застройка с указанием необходимых мощностей и сроков ввода объектов, что осложняет составление детальной инвестиционной программы и перспективного плана реконструкции электрической сети.

Основная проблема технологического присоединения энергопринимающих устройств объектов в центре города – высокая плотность коммуникаций, а также отсутствие на ряде центров питания, находящихся на балансе ПАО «МРСК Центра и Приволжья», свободной для технологического присоединения мощности и возможности организации новых точек присоединения. В связи с чем предлагается выполнение подключения к вновь построенной подстанции Ив-15 как существующих, так и вновь строящихся объектов электросетевого хозяйства.

Особенностью электроснабжения кварталов индивидуальной застройки в г. Иваново является прохождение проводов линии электропередачи 0,22 кВ по кронштейнам жилых домов, в связи с чем:

а) отсутствует техническая возможность осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств вновь построенных индивидуальных жилых домов с максимальной мощностью до 15 кВт, напряжением 380/220 В;

б) отсутствует возможность обеспечения жителей качественной электроэнергией (допустимым уровнем напряжения) из-за большой протяженности линий в некоторых районах города.

Для решения данных проблем требуется реконструкция существующих электрических сетей: строительство дополнительных трансформаторных подстанций и новых магистральных воздушных линий электропередачи 0,4 кВ на железобетонных опорах с применением самонесущих изолированных проводов (СИП), перевод электроснабжения частных домов на вновь построенные воздушные ЛЭП 0,4 кВ с ликвидацией линий электропередачи 0,22 кВ, проходящих по кронштейнам домов. Подключение абонентов к вновь построенным магистральным линиям должно производиться с установкой приборов учета электроэнергии вне жилых домов (на опорах линий электропередачи). Данные приборы учета должны быть интегрированы в автоматизированную систему учета электроэнергии (АСКУЭ), позволяющую производить передачу показаний счетчиков без участия потребителей по каналу GSM через маршрутизаторы, установленные в трансформаторных подстанциях.

Основными крупными потребителями электроэнергии в зоне, обслуживаемой АО «Ивгорэлектросеть», являются ОАО «РЖД», ООО «Лента», акционерное общество «Ивгортеплоэнерго» (далее - АО «ИвГТЭ»), Управление благоустройства Администрации города Иванова, АО «Водоканал».

Все объекты электросетевых комплексов, входящих в настоящее время в **АО «Объединенные электрические сети»** (далее – АО «ОЭС») и **ООО «БизнесПроект»**, принадлежали муниципальным образованиям Ивановской области.

Электрооборудование, переданное в АО «ОЭС» и ООО «БизнесПроект», относится к оборудованию коммунальной энергетики, которая в 1990-е годы переживала финансовый кризис. Сети 0,4 – 10 кВ, долгое время находившиеся в ведении муниципальных образований (МП ЖКХ), всегда оставались одним из самых запущенных сегментов энергетического хозяйства, поскольку средства от реализации электроэнергии направлялись на устранение только первоочередных недостатков коммунальных хозяйств (содержание тепловых сетей, водопроводов, канализации, уборку мусора, содержание территорий и т.д.), а не на развитие электрических сетей.

Обе ТСО созданы в целях консолидации на территории Ивановской области всех муниципальных (городских) электрических сетей в единую структуру, что позволило значительно повысить надежность и бесперебойность электроснабжения, увеличить объемы реконструкции, замены и капитальных ремонтов сетей, обновить автотранспортный парк и т.д.

Территориями обслуживания АО «ОЭС» являются Вичугский, Гаврилово-Посадский, Заволжский, Верхнеландеховский, Ивановский, Кинешемский, Лежневский, Приволжский, Родниковский, Тейковский, Фурмановский, Комсомольский, Пучежский, Савинский районы Ивановской области.

Территориями обслуживания ООО «БизнесПроект» являются Палехский, Пестяковский, Шуйский, Южский и Савинский районы Ивановской области

Наиболее крупными населенными пунктами вышеперечисленных территорий являются города: Шуя, Кохма, Кинешма, Фурманов, Родники.

К основным потребителям электрической энергии АО «ОЭС» относятся юридические лица (объекты УФСИН, предприятия и организации всех видов деятельности), население (у АО «ОЭС» более 236 тыс. человек, у ООО «БизнесПроект» порядка 114 тыс. человек), в том числе: предприятия коммунально-бытового сектора (канализационные насосные станции, блочно-модульные котельные, артскважины, очистные и водозаборные сооружения), многоквартирные жилые дома (у АО «ОЭС» - 4 тыс. домов, у ООО «БизнесПроект» - 2 тыс. домов), частные домовладения (у АО «ОЭС» - 44 тыс. домов, у ООО «БизнесПроект» - 21 тыс. домов).

Основными питающими центрами для данных ТСО являются подстанции 110 кВ филиала «Ивэнерго».

На сегодняшний день на балансе АО «ОЭС» находится следующее основное оборудование:

- 482,10 км воздушных линий электропередачи 3 – 10 кВ;
- 265,64 км кабельных линий электропередачи 6 – 10 кВ;
- 3 322,04 км воздушных линий электропередачи 0,4 кВ;
- 283,03 км кабельных линий электропередачи 0,4 кВ;
- 838 трансформаторные подстанции напряжением 3-10/0,4 кВ;
- 1 подстанция напряжением 35/6 кВ;

- 1 подстанция напряжением 110/6 кВ.

Установленная электрическая мощность трансформаторных подстанций напряжением 3-10/0,4 кВ составляет 271,87 МВА, ПС-35 кВ – 3,6 МВА, ПС-110 кВ – 50 МВА.

На балансе ООО «БизнесПроект» находится следующее основное оборудование:

- 288,16 км воздушных линий электропередачи 3 – 10 кВ;
- 188,88 км кабельных линий электропередачи 6 – 10 кВ;
- 949,77 км воздушных линий электропередачи 0,4 кВ;
- 99,05 км кабельных линий электропередачи 0,4 кВ;
- 395 трансформаторных подстанций напряжением 3-10/0,4 кВ;
- 2 подстанции напряжением 35/6 кВ.

Установленная электрическая мощность трансформаторных подстанций напряжением 3-10/0,4 кВ составляет 109,32 МВА, ПС-35 кВ – 12,6 МВА.

Большинство подстанций 3 – 10 кВ (более 60%) было построено в 1940 - 1980 годы и находится в эксплуатации 30 – 70 лет и более. Принимая во внимание, что нормативный срок службы оборудования по данным заводов-изготовителей составляет не более 25 лет, физический износ оборудования подстанций в целом достигает 70%, а на подстанциях, построенных до 1960-х годов, доходит до естественного предела.

АО «ОЭС» (с 2013 года) и ООО «БизнесПроект» (с 2008 года) осуществляют постоянную реконструкцию и капитальный ремонт принятых на баланс распределительных сетей муниципального хозяйства. Собственными силами и силами подрядных организаций за весь период работы ТСО произведена реконструкция и вновь построены объекты электросетевого комплекса: АО «ОЭС» протяженностью 308,69 км, в среднем 23,75 км ежегодно; ООО «БизнесПроект» протяженностью 453,85 км, в среднем 34,91 км ежегодно.

Отмечается, что 65% всех ВЛ напряжением 0,4 кВ выполнена на деревянных опорах (с некачественной пропиткой или без нее), с применением алюминиевых проводов малых сечений (с низкой пропускной способностью). Большинство трасс этих линий проходит через зеленые насаждения, садоводческие хозяйства. Требуется срочная замена большого количества деревянных опор со степенью загнивания выше допустимого, а также массовая замена неизолированных алюминиевых проводов марки А, отслуживших свой нормативный срок.

ОАО «Кинешемская ГЭС» образовано в 1924 году. Основные направления деятельности ОАО «Кинешемская ГЭС» - передача электроэнергии, присоединение потребителей и обеспечение надежного функционирования и развития распределительного электросетевого комплекса значительной части г. Кинешма.

По состоянию на 01.01.2021 электросетевое хозяйство ОАО «Кинешемская ГЭС» включает в себя 1 ПС 35/6 кВ с трансформаторами 2х16 МВА, 134 ТП и РП, ВЛ-35/6/0,4кВ протяженностью 372,6 км, КЛ-6/0,4кВ протяженностью 156,85 км.

Объем поступления в сеть электроэнергии - 127,2 млн кВт·ч в год. Износ основных фондов – 87,37%.

В настоящее время перед ОАО «Кинешемская ГЭС» стоят ответственные задачи, от выполнения которых зависит дальнейшее развитие сетевой инфраструктуры, главные из которых: повышение

надежности электроснабжения потребителей за счет снижения износа основных фондов ОАО «Кинешемская ГЭС», дальнейший перевод электроснабжения домов в частном секторе на вновь построенные ВЛ-0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода на железобетонных опорах, установка узлов учета с учетом обеспечения работы АИСКУЭ.

В рамках разработанной программы ОАО «Кинешемская ГЭС» планирует продолжить внедрение высокотехнологичного оборудования и современных технологий, провести работы по техническому перевооружению и реконструкции энергообъектов. ОАО «Кинешемская ГЭС» также намерено повысить энергоэффективность сетей.

В рамках разработанной программы на 2016-2020 годы ОАО «Кинешемская ГЭС» выполнены 1 - 2 очереди реконструкции подстанции «Городская», оборудование сдано в эксплуатацию.

В 2019 году началось выполнение 3-й очереди реконструкции подстанции, реконструкция существующего РУ-6 кВ-ретрофит ячеек 6 кВ с заменой масляных выключателей на вакуумные выключатели. Работы по 3-й очереди планируется завершить до конца 2022 года.

ОАО «Вичугская городская электросеть» создано в результате приватизации ФГУП «Вичугская городская электросеть» путем преобразования в ОАО «Вичугская городская электросеть» в соответствии с распоряжением Территориального управления Министерства имущественных отношений Российской Федерации по Ивановской области № 177 от 07.04.2004 «Об условиях приватизации ФГУП «Вичугская городская электросеть».

ОАО «Вичугская городская электросеть» - небольшая сетевая организация, акции которой принадлежат государству. Имеет на своем балансе и обслуживает электрические сети г. Вичуга и городских поселений: Старая Вичуга, Новописцово, Каменка, удаленных от города на расстояние от 7 км до 25 км.

Центрами питания городского округа Вичуга являются ПС 220 Вичуга и ПС 110/6 кВ ООО «Новый Профинтерн-Энерго». Электроснабжение городских поселений: Старая Вичуга, Новописцово, Каменка, осуществляется соответственно от ПС-35/10 «Фабрика им. Красина», ПС-35/10 кВ ООО «Новая Энергетическая Компания», ПС-35/10 «Красный Октябрь». Городские сети имеют напряжение 6,0 кВ и 0,4 кВ, поселковые 10,0 кВ и 0,4 кВ.

Схема построения сетей принята как двухзвеньевая с использованием РП, так и однолучевая. В городских сетях 4 РП: ЦРП, РП-1, РП-2, РП-3.

По состоянию на 01.01.2021 на балансе ОАО «Вичугская городская электросеть» находятся 109 ТП с установленной мощностью – 35,055 МВА, в том числе:

- в городском округе Вичуга 83 ТП (37 ТП – двухтрансформаторных, 28 ТП – однострансформаторных и 18 комплектных трансформаторных подстанций, в т.ч. одна двухтрансформаторная);
- в поселках 26 ТП (с установленной мощностью 7 140 кВА, в том числе 2 ТП - двухтрансформаторных, 10 ТП - однострансформаторных и 14 комплектных трансформаторных подстанций).

Общая протяженность городских электрических сетей 6,0 кВ - 10,0 кВ составляет 93,302 км. По конструктивному исполнению 42,872 км составляют кабельные и 50,43 км воздушные линии. Имеются участки кабеля с большим

количеством повреждений (8,7 км), которые не могут быть использованы в перспективе. В том числе общая протяженность электрических сетей 10 кВ в городских поселениях Старая Вичуга, Новописцово, Каменка – 16,981 км. По конструктивному исполнению 4,611 км составляют кабельные линии и 12,37 км – воздушные линии. Кабельные линии выполнены кабелем марок АСБ, ААБ, ААШВ, СБ. Воздушные сети 6,0 и 10,0 кВ выполнены по петлевым и радиальным схемам. Опоры в сетях деревянные с ж/б приставками и железобетонные. Протяженность линий 0,4 кВ составляет: 427,8 км – воздушные линии, 6,73 км – кабельные линии.

Большинство улиц и дорог города и поселков имеют наружное освещение, обеспечиваемое светильниками с натриевыми, ртутными и энергосберегающими лампами. Светильники установлены на ж/б, металлических, деревянных опорах с ж/б приставками как самостоятельно, так и с совместной подвеской с сетями 380/220 В.

Износ основных фондов – 89%. Требуется замена 5 трансформаторных подстанций и ЦРП в связи с большим физическим износом строительной части зданий.

Нет технической возможности технологического присоединения новых потребителей в центральной части городского округа Вичуга без прокладки новых питающих линий и замены оборудования трансформаторных подстанций.

В связи с программой выделения земельных участков под индивидуальное жилищное строительство многодетным семьям в районах городского округа Вичуга, где отсутствуют существующие сети электроснабжения, возникает необходимость сооружения новых линий электропередачи и перераспределения трансформаторных мощностей.

В настоящее время в связи с увеличением у населения мощных электроприемников, также возникает необходимость реконструкции участков распределительных электрических сетей 0,4/0,23 кВ большой протяженности с целью повышения их пропускной способности и надежности обеспечения потребителей электрической энергией.

Территория обслуживания **ООО «ТСП»** – г. Тейково и часть Тейковского муниципального района. Численность населения в зоне обслуживания составляет около 30 тысяч человек. Предприятие имеет на балансе следующее оборудование:

- ВЛ-6 кВ общей протяженностью 35,39 км (36 шт.);
- КЛ-6 кВ общей протяженностью 37,48 км (84 шт.);
- ВЛ-0,4 кВ общей протяженностью 292,3 км (194 шт.);
- КЛ-0,4 кВ общей протяженностью 12 км (8 шт.);
- Распределительные пункты: РП-1, РП-2, РП-3 (3 шт.);
- Трансформаторные подстанции (97 шт.);
- Трансформаторов установленной мощностью 29,106 МВА (120 шт.).

Состояние износа в среднем по оборудованию 70%.

Основные питающие центры: ПС 110/35/6 кВ Тейково, ПС 110/6 кВ Отрадное, «ПС СИМ-1».

В отдельных частях сети г. Тейково имеются ограничения на технологическое присоединение, обусловленные недостатком установленной мощности ТП и пропускной способности электрических сетей из-за малого сечения проводов, питающих ВЛ-6 кВ, отсутствует возможность обеспечения допустимых уровней напряжения из-за большой протяженности и загруженности некоторых ВЛ-0,4 кВ.

В зоне ответственности ОАО «Юрьеveckие электрические сети» находятся: ТП 10/0,4 кВ (48 единиц); ВЛ 0,4/6/10 кВ (протяженностью 190,85 км.). Территория обслуживания – г. Юрвец и часть Юрвецкого муниципального района. На период 2022 – 2026 годов новое строительство и модернизация объектов электросетевого хозяйства не планируются. Денежные средства, заложенные в тарифы территориальной сетевой организации, будут направляться на текущие ремонты КЛ, ВЛ и ТП.

3.4. Характеристика субъектов розничного рынка электроэнергии в Ивановской области

Основную нагрузку по обеспечению потребителей области электрической энергией несут два гарантирующих поставщика: Ивановский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс» и ООО «Ивановоэнергосбыт».

Гарантирующие поставщики осуществляют поставку электрической энергии по публичным договорам энергоснабжения или купли-продажи (поставки) электрической энергии. Особенность публичного договора состоит в том, что гарантирующий поставщик обязуется заключить договор с каждым потребителем, который к нему обратится.

Для гарантирующего поставщика, являющегося участником розничного рынка, границы зоны деятельности определяются в зависимости от балансовой принадлежности электрических сетей, к которым присоединены потребители, обслуживаемые энергосбытовой организацией.

ООО «Ивановоэнергосбыт» осуществляет продажу электрической энергии на территории Ивановской области для различных категорий потребителей. Клиентами ООО «Ивановоэнергосбыт» являются 5700 юридических лиц и более 180,7 тысячи жителей Ивановской области.

Основная доля потребления электрической энергии за период 2016 – 2020 годов приходится на население – 47,19 %, непромышленных потребителей – 19,15 % и промышленные предприятия – 10,92 % от общего потребления электрической энергии за последние 5 лет.

Зона обслуживания по всей территории Ивановской области: потребители электроэнергии муниципальных районов и городских округов Ивановской области, технологически присоединенные к сетям ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (филиал «Ивэнерго»), АО «ОЭС», ООО «БизнесПроект», ООО «Партнер», ОАО «Вичугская городская электросеть», ООО «ТСП», ОАО «Кинешемская ГЭС», ОАО «Юрьеveckие Электрические Сети», ОАО «РЖД» (Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение филиала Трансэнерго), ООО «Контур-электрические сети», АО «Оборонэнерго» (филиал «Волго-Вятский») и другие территориальные сетевые организации.

В таблице 28 показана структура полезного отпуска электрической энергии ООО «Ивановоэнергосбыт» за период 2016 – 2020 годов по категориям потребителей.

Структура полезного отпуска электрической энергии ООО «Ивановоэнергосбыт» в 2020 году представлена на рисунке 11.

Структура полезного отпуска электрической энергии
 ООО «Ивановоэнергосбыт» за период 2016 – 2020 годов
 по категориям потребителей, тыс. кВт·ч

Категория потребителя	Полезный отпуск за отчетный период (год)				
	2016	2017	2018	2019	2020
Промышленные потребители	76 644,384	72 450,733	72 691,828	70 730,015	62 526,154
Непромышленные потребители	133 092,716	131 046,197	125 712,277	123 229,707	120 008,420
Бюджетные потребители	61 979,489	65 651,011	65 822,346	64 927,426	57 680,887
Сельскохозяйственные потребители	173,915	155,972	317,549	106,416	25,556
Население	319 548,967	319 279,219	314 712,015	310 643,071	318 202,225
Прочие энергосбытовые организации	10 699,428	9 505,526	9 595,315	10 524,542	12 647,800
Сетевые организации (приобретение электрической энергии в целях компенсации технологического расхода (потерь))	84 539,962	78 849,607	76 275,933	69 910,610	69 026,497
Всего за год	686 678,861	676 938,265	665 127,263	650 071,787	640 117,539



Рис. 11. Структура полезного отпуска электрической энергии ООО «Ивановоэнергосбыт» в 2020 году

В настоящее время Ивановский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс» является крупнейшим гарантирующим поставщиком Ивановской области. Компания активно участвует в покупке электрической энергии в секторе свободной торговли на оптовом рынке электроэнергии и осуществляет поставку электрической энергии покупателям электрической энергии на розничном рынке (предприятиям сельского хозяйства, промышленности, бытовым потребителям) на территории своей зоны деятельности по публичным договорам энергоснабжения (купли-продажи).

Доля Ивановского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» в общем энергопотреблении Ивановской области составляет 60,92 %. Клиентами ООО «ЭСК Гарант» являются 7 809 юридических лиц и более 269,5 тысяч жителей Ивановской области.

Зоной деятельности Ивановского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс», как гарантирующего поставщика электрической энергии, является территория в пределах административных границ Ивановской области (за исключением границ зон деятельности гарантирующего поставщика ООО «Ивановоэнергосбыт»).

В таблице 29 показана структура полезного отпуска электрической энергии Ивановского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» за период с 2016 по 2020 годы по категориям потребителей.

Структура полезного отпуска электрической энергии Ивановского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» в 2020 году представлена на рисунке 12.

Таблица 29

Структура полезного отпуска электрической энергии Ивановский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс» за период 2016 по 2020 годов по категориям потребителей, тыс. кВт·ч

Наименование основных групп потребителей	Фактическая величина полезного отпуска потребителям				
	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Промышленные потребители	449 558	431 298	427 307	377 546	290 868
Бюджетные потребители	144 294	177 562	171 810	161 346	151 499
Организации жилищно-коммунального хозяйства	167 807	195 474	192 005	178 309	175 995
Энергосбытовые (энергоснабжающие) организации	140 987	113 694	160 712	178 146	248 367
Население	448 890	435 103	435 015	438 604	459 952
Сетевые организации (приобретение электрической энергии в целях компенсации технологического расхода (потерь))	278 826	286 141	329 912	342 454	319 543
Прочее	457 693	485 885	471 200	469 455	449 096
Всего	2 088 055	2 125 157	2 187 961	2 145 860	2 095 320



Рис.12. Структура полезного отпуска электрической энергии Ивановского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» в 2020 году

Помимо гарантирующих поставщиков электроэнергии в Ивановской области действует еще ряд сбытовых компаний: ООО «Русэнергоресурс», ООО «Русэнергосбыт», ООО «МагнитЭнерго», ООО «Гарант Энерго», АО «Транссервисэнерго», ООО «Каскад – Энергосбыт», ООО «Энергосистема», АО «Водоканал», ООО «Инженерные изыскания», ООО «ЕЭС-Гарант», ООО «Энергетическая компания «СТИ», ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд», однако, объемы реализуемой ими электроэнергии незначительны.

Наиболее актуальной проблемой розничного рынка электроэнергии является рост неплатежей за электроэнергию. За последние 5 лет динамика роста дебиторской задолженности гарантирующих поставщиков электроэнергии сохранялась. Так, на 31.12.2020 объем дебиторской задолженности ООО «Ивановоэнергосбыт» 332,12 млн рублей (таблица 30).

Дебиторская задолженность потребителей электрической энергии Ивановского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» по состоянию на 31.12.2020 – 1 406,09 млн рублей (таблица 31).

Таблица 30

Дебиторская задолженность потребителей ООО «Ивановоэнергосбыт» за потребленную электрическую энергию, тыс. руб. (с НДС)

Категория потребителя	Дебиторская задолженность за отчетный период				
	на 31.12.2016	на 31.12.2017	на 31.12.2018	на 31.12.2019	на 31.12.2020
Промышленные потребители	40 482,330	37 143,540	24 778,890	27 287,230	32 212,480
Непромышленные потребители	99 210,845	118 451,301	95 749,178	127 071,449	113 752,706
Бюджетные потребители	30 397,840	44 604,920	25 637,250	23 349,810	24 764,890
Сельскохозяйственные потребители	1 343,266	1 372,283	1 125,667	1 484,914	1 641,340
Население	92 745,568	94 052,117	91 917,811	79 446,715	102 996,820
Прочие энергосбытовые организации	9 303,140	4 755,520	2 241,220	2 773,120	982,040

Категория потребителя	Дебиторская задолженность за отчетный период				
	на 31.12.2016	на 31.12.2017	на 31.12.2018	на 31.12.2019	на 31.12.2020
Сетевые организации (приобретение электрической энергии в целях компенсации технологического расхода (потерь))	32 967,937	26 807,538	56 677,417	31 613,288	55 765,180
ВСЕГО	306 450,931	327 187,216	298 127,429	293 026,520	332 115,460

Таблица 31

Дебиторская задолженность потребителей Ивановский филиал
АО «ЭнергосбыТ Плюс» за потребленную электрическую энергию,
тыс. руб. (с НДС)

Наименование основных групп потребителей	Величина дебиторской задолжности, тыс. руб.				
	по состоянию на 31.12.2016	по состоянию на 31.12.2017	по состоянию на 31.12.2018	по состоянию на 31.12.2019	по состоянию на 31.12.2020
Промышленные потребители	213 234	288 196	342 654	387 231	344 551
Бюджетные потребители	35 311	61 064	80 935	55 163	48 144
Организации жилищно-коммунального хозяйства	182 835	279 476	295 461	331 827	358 416
Энергосбытовые (энергоснабжающие) организации	46 233	33 571	33 974	25 886	89 890
Население	169 907	168 580	207 854	201 063	228 727
Сетевые организации (приобретение электрической энергии в целях компенсации технологического расхода (потерь))	44 694	36 621	52 340	52 096	82 249
Прочее	211 837	230 303	217 467	244 454	254 114
Всего	904 051	1 097 811	1 230 685	1 297 720	1 406 091

Основной вклад в прирост дебиторской задолженности вносят предприятия промышленности, жилищно-коммунального хозяйства и население. Рост неплатежей на розничном рынке ухудшает экономику энергосбытовых компаний, ставит под угрозу стабильность внесения платежей на оптовом рынке и сетевым организациям. Наличие задолженности за потребленную электрическую энергию (мощность) и возможное наличие задолженности за оказанные услуги по ее передаче может отрицательно сказаться на своевременности выполнения субъектами электроэнергетики ремонтных и инвестиционных программ.

Прирост дебиторской задолженности в 2020 году также связан с распространением коронавирусной инфекции (COVID-19) и введенными ограничительными мероприятиями.

Соблюдение участниками рынка электрической энергии (мощности) условий заключенных договоров является залогом устойчивого функционирования и развития электроэнергетики Ивановской области.

4. Топливоно-энергетический баланс Ивановской области

В таблице 32 и на рисунках 13, 14 приведены усредненные показатели топливоно-энергетического баланса электростанций и котельных на территории Ивановской области за период 2016 – 2020 годов.

Таблица 32

Усредненный расход топлива на производство тепловой энергии
в Ивановской области, т.у.т.

Расход топливоно-энергетических ресурсов	Расход природного газа	Расход мазута (нефтепродуктов)	Расход каменного угля	Расход торфа
Всего по Ивановской области	1 608 614,732	4 912,900	34 296,160	5 674,150
Верхнеландеховский муниципальный район Ивановской области	766,749	-	-	-
городской округ Вичуга Ивановской области	45 894,500	-	-	-
Вичугский муниципальный район Ивановской области	36 195,130	-	633,500	-
Гаврилово-Посадский муниципальный район Ивановской области	14 672,300	-	919,000	21
Заволжский муниципальный район Ивановской области	10 627,580	-	1 767,870	-
городской округ Иваново Ивановской области	800 283,960	-	-	-
Ивановский муниципальный район Ивановской области	66 763,440	-	806,500	-
Ильинский муниципальный район Ивановской области	8 128,270	-	-	-
городской округ Кинешма Ивановской области	119 936,330	-	-	-
Кинешемский муниципальный район Ивановской области	37 515,740	-	-	-
Комсомольский муниципальный район Ивановской области	8 789,460	-	981,640	-
городской округ Кохма Ивановской области	27 699,890	-	-	-
Лежневский муниципальный район Ивановской области	20 097,990	-	1 629,490	-
Лухский муниципальный район Ивановской области	-	-	-	-
Палехский муниципальный район Ивановской области	9 785,08	-	623,000	-
Пестяковский муниципальный район Ивановской области	-	-	3 990,000	-
Приволжский муниципальный район Ивановской области	39 202,130	244,27	276,220	-
Пучежский муниципальный район Ивановской области	11 017,090	-	368,000	-
Родниковский муниципальный район Ивановской области	70 777,180	-	4 700,500	-
Савинский муниципальный район Ивановской области	10 561,510	-	1 182,790	-
городской округ Тейково Ивановской области	57 510,990	-	-	-

Расход топливно-энергетических ресурсов	Расход природного	Расход мазута (нефтепродуктов)	Расход каменного	Расход торфа
Тейковский муниципальный район Ивановской области	11 601,180	1294	1 914,000	-
Фурмановский муниципальный район Ивановской области	65 099,350	-	675,800	-
городской округ Шуя Ивановской области	102 512,620	-	3 721,000	-
Шуйский муниципальный район Ивановской области	14 821,020	-	-	-
Южский муниципальный район Ивановской области	18 227,510	-	80,000	5 653,150
Юрьевецкий муниципальный район Ивановской области	127,720	3 374,630	10 026,850	-

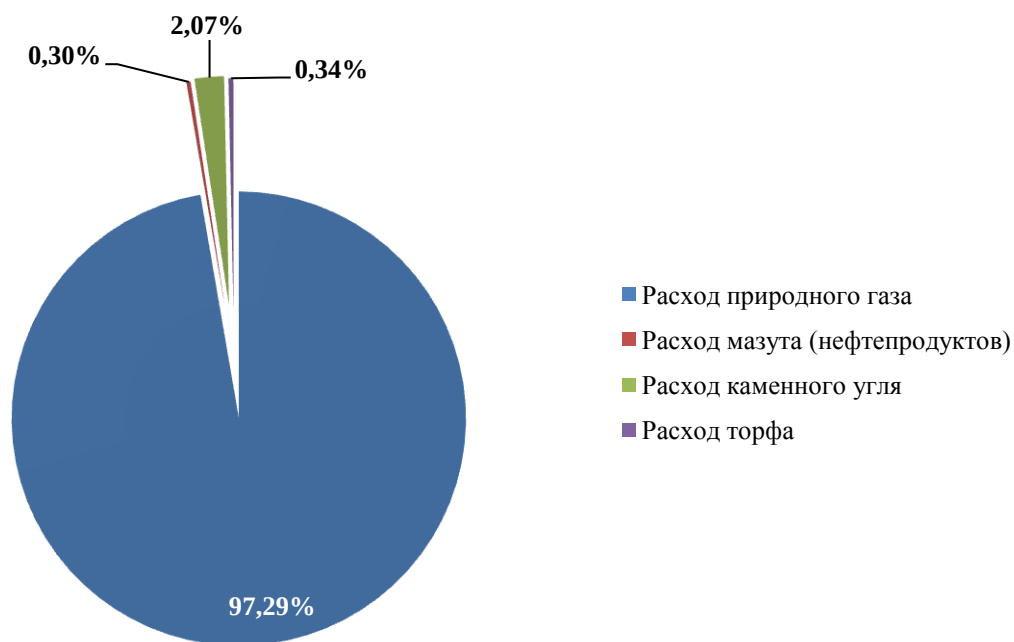


Рис.13. Структура расхода топлива на производство тепловой энергии



Рис.14. Структура расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии

Структура потребления электроэнергии по энергосистеме Ивановской области приведена в таблице 33

Таблица 33

Структура потребления электроэнергии по энергосистеме Ивановской области

Код строки	Направления отпуска электрической энергии по видам экономической деятельности потребителей (по ОКВЭД), категориям потребителей	ОКВЭД	Потребление		
			2020 год, млн кВт·ч	2019 год, млн кВт·ч	откл., %
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	Раздел А 01, 02, 03	47,5	44,7	6,3
2	Добыча полезных ископаемых	Раздел В 05-09	13,2	12,9	1,8
3	Обрабатывающие производства	Раздел С 10-33	462,1	545,1	-15,2
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха	Раздел D 35	77,8	83,1	-6,3
	Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	Раздел E 36 – 39			
5	Строительство	Раздел F 41 - 43	3,4	3,1	10,3
6	Транспортировка и хранение	Раздел H 49 – 53	86,4	141,6	-39,0
	Деятельность в области информации и связи	Раздел J 58 - 63			
7	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	Раздел G	1050,9	1024,5	2,6
	Прочие виды экономической деятельности, не вошедшие в вышеперечисленные группировки	45, 46, 47			
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	-	921,6	892,4	3,3
10	Полезный отпуск потребителям. Всего	-	2663,1	2747,5	-3,1



Рис.15. Структура потребления электроэнергии в 2020 году

5. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Ивановской области

Энергосистема Ивановской области имеет достаточное количество собственных источников генерации. Установленная мощность электростанций на 01.02.2021 составляет 922 МВт (Ивановская ТЭЦ-2 – 140 МВт; Ивановская ТЭЦ-3 – 330 МВт; АО «Испытательный стенд Ивановской ГРЭС» – 110 МВт; филиал «Ивановские ПГУ» – 325 МВт, ПГ ТЭЦ ООО «УК ИП «Родники» – 17 МВт).

Согласно статистических данных, электропотребление в Ивановской области снижается на протяжении 20 лет. Исторический максимум мощности потребления был зафиксирован в 1990 году и составил 1 215 МВт, а в 2020 году собственный максимум составил всего 588,3 МВт.

Покрытие электропотребления Ивановской области осуществляется за счет собственных электростанций, а также за счет перетоков по линиям 220 кВ от шин Костромской ГРЭС на подстанции 220 кВ Иваново и Вичуга. Через электрические сети 110 – 220 кВ энергосистемы Ивановской области проходит транзит мощности, вырабатываемой Костромской ГРЭС, во все соседние энергосистемы.

Схемы выдачи мощности всех электростанций энергосистемы Ивановской области обеспечивают выдачу всей располагаемой мощности в нормальной схеме сети, а также в послеаварийных режимах работы, возникающих в сети после нормативных возмущений.

В энергосистеме Ивановской области при максимальных и при минимальных нагрузках загрузка основного оборудования электрических сетей 110 – 220 кВ в нормальной и наиболее вероятных ремонтных схемах находится в допустимых пределах, а уровни напряжения на подстанциях не выходят за нормативные значения.

В целом по энергосистеме Ивановской области схемно-режимная ситуация обеспечивает достаточно высокий уровень надежности электроснабжения и позволяет подключать новых потребителей к электрическим сетям при отсутствии технических ограничений системного характера на технологическое присоединение новых потребителей.

В настоящее время филиалом «Владимирский» ПАО «Т Плюс» по договору с экспертной организацией ведется разработка проекта на проведение расчетов электроэнергетических режимов района Ивановской ТЭЦ-2 класса напряжения 110, 35 кВ с разработкой компенсационных мероприятий, обеспечивающих вывод из эксплуатации Ивановской ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс».

В настоящее время сохраняется тенденция развития и совершенствования электросетевого комплекса в соответствии с положениями о единой технической политике в распределительном электросетевом комплексе, утвержденными субъектами электроэнергетики.

В случае отключения одного сетевого элемента в сетях филиала «Ивэнерго», при существующем на данный момент режиме работы энергосистемы Ивановской области, перегрузки линий электропередачи, оставшихся в работе, не происходит.

Сети филиала «Ивэнерго» рассчитаны на больший уровень электропотребления, чем наблюдается в настоящее время.

В настоящее время надежность электроснабжения потребителей во многом определяется сетью 0,4 – 10 кВ, составом применяемого оборудования, уровнем автоматизации и географическим расположением. В условиях формирования рыночных отношений наблюдаются тенденции разукрупнения потребителей, в том числе сельскохозяйственных, при сохранении животноводческих комплексов и птицефабрик.

Перестройка промышленности и сельского хозяйства, связанная с изменением распределения нагрузки по площади области (кВт/км^2), появление мелких фирм, частных предпринимателей, фермерских хозяйств, а также износ воздушных линий, особенно сельскохозяйственного назначения, требуют пересмотра ранее принятых концепций. Появление на рынке нового оборудования, кабеля, проводов, также требует нового подхода в вопросах проектирования, строительства и обслуживания распределительной сети 0,4 – 10 кВ.

В Ивановской области общая протяженность линий электропередачи напряжением менее 35 кВ составляет более 24,3 тыс. км, число ТП 6-10/0,4 кВ составляет порядка 7 тыс. единиц.

Большинство электрооборудования данного класса напряжений относится к коммунальной энергетике, которая в 1990-е годы переживала финансовый кризис. До проведения реорганизации коммунальной энергетики работы по реконструкции электрооборудования трансформаторных подстанций не проводились, техническое перевооружение (замена электрооборудования на новое) не велось. Как правило, единственным источником обновления сетей служило новое строительство различных объектов жилищной и социальной сферы, промышленных и иных потребителей, в объем строительства которых включали отдельные участки воздушных, кабельных сетей и трансформаторных подстанций по выданным техническим условиям. В связи с указанным, сети и электрооборудование напряжением 0,4 – 10 кВ имеют износ 75 – 90%.

Большинство подстанций 3, 35 и 110 кВ (более 60%) были построены в 1940 – 1980 годы и находятся в эксплуатации 30 – 70 лет и более, при этом нормативный срок службы оборудования по данным заводов-изготовителей составляет не более 25 лет, что обуславливает физический износ оборудования подстанций, в целом, на 70%; на подстанциях, построенных до 1960-х годов, износ доходит до естественного предела.

6. Основные направления развития электроэнергетики Ивановской области

Общими исходными предпосылками выработки основных направлений развития энергетического комплекса Ивановской области являются:

- рациональное сохранение сложившейся энергетической инфраструктуры;
- необходимость технического и технологического перевооружения и модернизации стареющего энергетического оборудования;
- обеспечение необходимой пропускной способности электрических сетей как внутри Ивановской области, так и с энергосистемами соседних областей;
- диверсификация регионального топливно-энергетического баланса;
- максимально возможная комбинированная выработка тепла и электроэнергии;
- централизованное теплоснабжение при экономически эффективных радиусах;
- создание условий для развития нетрадиционной энергетики на альтернативных видах топлива, исходя из экологической и экономической целесообразности;
- обеспечение возможности присоединения новых потребителей электрической энергии.

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ивановской области до 2020 года, утвержденной постановлением Правительства Ивановской области от 04.06.2015 № 240-п, стратегическими целями развития электроэнергетики на период 2020 – 2024 годов являются:

- обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей Ивановской области;
- повышение энергетической обеспеченности экономического роста Ивановской области;
- формирование благоприятного инвестиционного климата для развития энергетики в Ивановской области.

Долгосрочные (стратегические) цели развития энергетики Ивановской области формируются во взаимоувязке с приоритетами развития электроэнергетики в Российской Федерации, в Центральном федеральном округе и отраслевыми приоритетами развития Ивановской области.

6.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Ивановской области

Основными целями развития электроэнергетики Ивановской области являются:

1. Обеспечение развития энергосистемы Ивановской области.

Задачи, которые будут решать исполнительные органы государственной власти Ивановской области для достижения данной цели:

- строительство новых, техническое перевооружение и реконструкция уже существующих объектов энергетического сектора;
- обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

2. Обеспечение устойчивого функционирования электроэнергетики Ивановской области.

Действия исполнительных органов государственной власти Ивановской области будут направлены на решение следующих задач:

- обеспечение скоординированного строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов энергетического сектора;
- повышение надежности энергоснабжения потребителей Ивановской области;
- развитие и обновление основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора;
- разработка, ежегодная корректировка и реализация схем и программ перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на пятилетний период;
- определение и ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений в энергосистеме Ивановской области;
- обеспечение взаимодействия региональной и смежных энергосистем.

3. Повышение энергетической эффективности и экологической безопасности электроэнергетики Ивановской области.

Действия исполнительных органов государственной власти Ивановской области будут направлены на решение следующих задач:

- снижение затрат при производстве и передаче электроэнергии энергетических ресурсов;
- внедрение систем мониторинга энергосбережения и повышения энергетической эффективности в энергокомплексе;
- формирование на основе существующего потенциала и установленных приоритетов развития электроэнергетики надежной, экономически эффективной и оптимально использующей топливные ресурсы рациональной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов Ивановской области;
- расширение освоения и внедрения в энергетической системе Ивановской области новых энергоэффективных инновационных технологий;
- снижение потерь электроэнергии и совершенствование системы коммерческого и технического учета электроэнергии в электрических сетях и у потребителей.

4. Развитие альтернативных источников энергии.

Действия исполнительных органов государственной власти Ивановской области будут направлены на решение следующих задач:

- проведение исследований энергетических потребностей населения Ивановской области в разрезе районов на основе демографических прогнозов;
- проведение исследований энергетических потребностей приоритетных отраслей на основе перечня отраслевых приоритетов;

– проведение исследований потенциала выработки электроэнергии за счет использования возобновляемых источников энергии;

– подготовка и согласование целевой программы поддержки строительства объектов малой энергетики и перераспределения имеющихся энергоресурсов.

6.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период по территории Ивановской области

Прогноз спроса на электрическую энергию в Ивановской области и планируемые максимумы потребления мощности в энергосистеме Ивановской области на 5-летний период с учетом ввода новых потребителей представлены в таблицах 34, 35 и на рисунках 16, 17 соответственно.

Таблица 34

Прогноз спроса на электроэнергию в Ивановской области
на период 2022 – 2026 годов

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Электропотребление, млн кВт·ч	3 419	3 450	3 448	3 438	3 438
Прирост от предшествующего периода, %		0,91	- 0,06	- 0,29	0,00
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	1 529	1 637	1 622	1 839	1 655
в том числе:					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	1 529	1 637	1 622	1 839	1 655
ВЭС, СЭС					

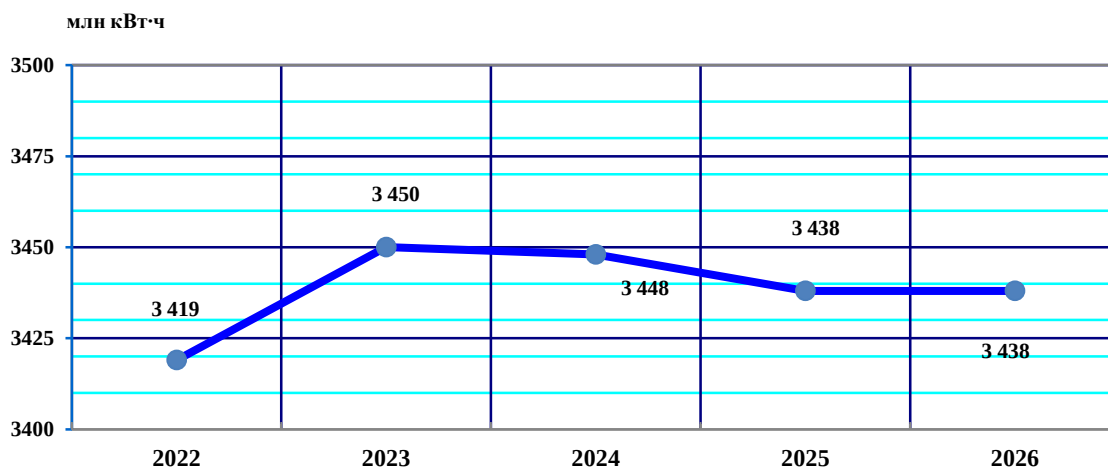


Рис. 16. Прогноз спроса на электрическую энергию в Ивановской области на 5-летний период

**Прогноз спроса на электрическую мощность в Ивановской области
на 2022 – 2026 годы**

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Планируемый максимум потребления, МВт	607,0	612,0	610,0	610,0	610,0
Прирост от предшествующего периода, %		0,8	- 0,3	0,0	0,0

МВт

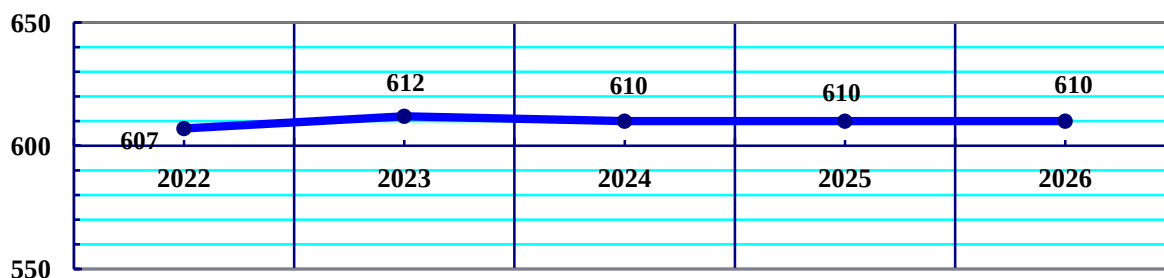


Рис.17. Планируемые максимумы потребления мощности энергосистемы Ивановской области

6.3. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021– 2027 годы в энергосистеме Ивановской области ожидается:

- ввод генерирующего оборудования «Ивановские ПГУ» (ПГУ-325) (срок ввода – 2024 год).

Соотношения установленных мощностей электростанций к 2026 году представлены в таблице 36 и на рисунках 18 и 19.

Располагаемая мощность электростанций в 2021 году и ее планируемые показатели до 2026 года представлены в таблице 37.

Таблица 36

**Прогноз установленных мощностей станций в соответствии
с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы
России на 2021 – 2027 годы (с учетом ПГ ТЭЦ ООО «УК ИП «Родники»), МВт**

Группы оборудования	Год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность, всего, в том числе		922	922	922	1 247	1 247	1 247
ГТУ, ПГУ	Испытательный стенд	110	110	110	110	110	110
	ООО «УК ИП «Родники»	17	17	17	17	17	17
	Филиал «Ивановские ПГУ»	325	325	325	650	650	650

Группы оборудования	Год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ТЭЦ	Ивановская ТЭЦ-2	140	140	140	140	140	140
	Ивановская ТЭЦ-3	330	330	330	330	330	330
Вывод мощности, всего, в том числе		-	-	-	-	-	-
ГТУ, ПГУ	Испытательный стенд	-	-	-	-	-	-
	ООО «УК ИП «Родники»						
	Филиал «Ивановские ПГУ»	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ	Ивановская ТЭЦ-2	60	-	-	-	-	-
	Ивановская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-	-
Вывод мощности (демонтаж), всего		60	-	-	-	-	-

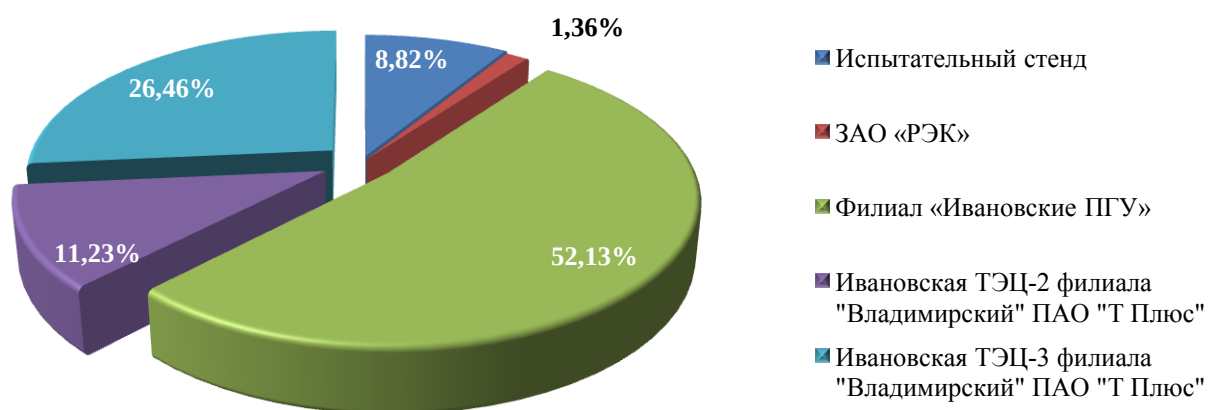


Рис. 18. Структура установленной мощности станций в 2026 году

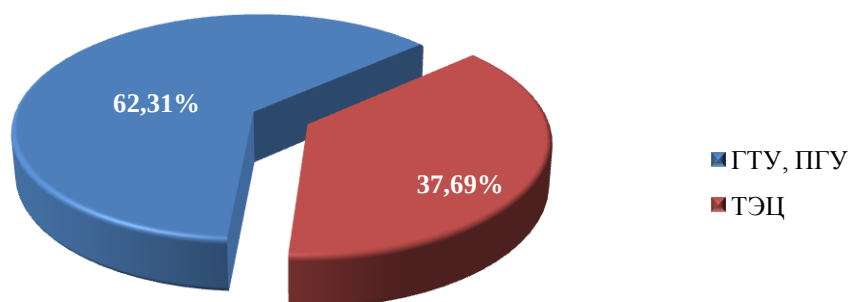


Рис. 19. Соотношение установленных мощностей станций, распределенных по группам оборудования, в 2026 году

Таблица 37

Располагаемая в 2021 году и планируемая мощность электростанций на период до 2026 года в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы, МВт

Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ЭС Ивановской области						
Потребность (собственный максимум)	607,0	607,0	612,0	610,0	610,0	610,0
Покрытие (установленная мощность)	922,0	922,0	922,0	1 247,0	1 247,0	1 247,0
в том числе:						
АЭС	х	х	х	х	х	х
ГЭС	х	х	х	х	х	х
ТЭС	922,0	922,0	922,0	1 247,0	1 247,0	1 247,0
ВИЭ	х	х	х	х	х	х

Прогноз выработки электроэнергии энергосистемой Ивановской области на 2021 - 2026 годы, сравнение с прогнозируемой величиной потребления представлен в таблице 38 и на рисунке 20.

Таблица 38

Прогноз выработки электроэнергии энергосистемой Ивановской области на 2021 – 2026 годы в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы, млрд кВт·ч

Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ЭС Ивановской области						
Потребность (потребление электрической энергии)	3,417	3,419	3,450	3,448	3,438	3,438
Покрытие (производство электрической энергии)	1,409	1,529	1,637	1,622	1,839	1,655
в том числе:						
АЭС						
ГЭС						
ТЭС	1,409	1,529	1,637	1,622	1,839	1,655
ВИЭ						
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,008	1,890	1,813	1,826	1,599	1,783

млрд кВт·ч

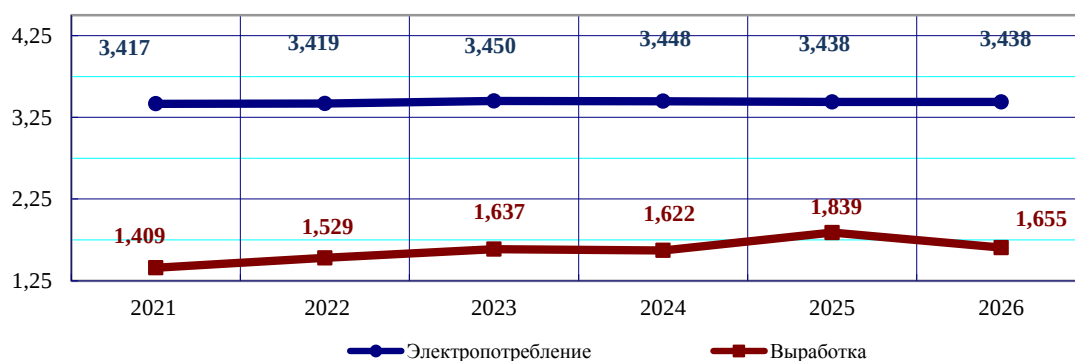


Рис.20. Прогноз выработки и потребления электроэнергии энергосистемой Ивановской области

Планируемое изменение располагаемой мощности энергосистемы и величин максимума потребления мощности представлено в таблице 39 и на рисунке 18.

Таблица 39

Планируемое изменение установленной мощности энергосистемы и прогноз спроса на электрическую мощность в Ивановской области до 2026 года, МВт

Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Планируемый максимум потребления	607,0	607,0	612,0	610,0	610,0	610,0
Установленная мощность энергосистемы	922,0	922,0	922,00	1 247,0	1 247,0	1 247,0



Рис.21. Планируемая динамика располагаемой мощности энергосистемы и величин максимума нагрузки

В соответствии с представленными характеристиками на период до 2026 года изменений величин потребления электроэнергии не планируется.

7. Определение развития электрической сети

В целях повышения энергетической обеспеченности перспективного социально-экономического и градостроительного развития Ивановской

области и обеспечения надежности функционирования региональной энергосистемы главными задачами развития электрической сети являются реконструкция, техническое перевооружение существующих инфраструктурных сетевых объектов, строительство новых питающих центров, усиление внутрисистемных и межсистемных высоковольтных линий электропередачи, обеспечение необходимой мощностью планируемых и реализуемых инвестиционных проектов.

Таблица 40

Перечень планируемых, реализуемых энергоемких инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Муниципальное образование, на территории которого планируется (реализуется) проект
1.	Реконструкция существующего производственного здания под базу металлообработки, д. Богданиха	Ивановский муниципальный район
2.	Строительство полиэфирного комплекса	Ивановский муниципальный район
3.	Строительство нефтехимического комплекса	Ивановский муниципальный район
4.	Строительство тепличного комбината, птицефабрики (индейка), в районе д. Иневеж Новоталицкого сельского поселения	Ивановский муниципальный район
5.	Инвестиционная площадка ООО «ВВСМЦ», с. Ново-Талицы	Ивановский муниципальный район
6.	Промышленная зона в д. Игнатово (земельные участки государственной неразграниченной формы собственности, ориентировочной площадью 13 га, предполагаемые для предоставления инвесторам под реализацию инвестиционных проектов в сфере легкой промышленности, строительства логистических центров)	Ивановский муниципальный район
7.	Земельный участок ориентировочной площадью 15 га в районе шоссе Энергетиков государственной неразграниченной формы собственности, предполагаемый для предоставления инвесторам под реализацию инвестиционных проектов в сфере промышленности)	Ивановский муниципальный район
8.	Расширение производственных площадей, открытие новых линий ООО «МАК-ИВАНОВО», Ивановский район, шоссе Энергетиков	Ивановский муниципальный район
9.	Строительство комплекса зданий под размещение фабрики по отделке технических тканей (индивидуальный предприниматель Глуздаков Е.Б.)	Ивановский муниципальный район
10.	Запуск нового производства швейных изделий полного цикла, ООО «Галтекс», д. Игнатово,	Ивановский муниципальный район

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Муниципальное образование, на территории которого планируется (реализуется) проект
11.	«Строительство технопарка Wildberries», ООО «ВБ Иваново»*	г.о. Иваново
12.	«Развитие производства», ООО «Стекломакс»	г.о. Иваново
13.	Переоборудование и модернизация технической оснащенности в ЗАО «Гарское»	Ильинский муниципальный район
14.	Земельный участок с кадастровым номером 37:29:020510:41, г.о. Кохма в районе ул. Кирпичная	г.о. Кохма

* - с обеспечением объекта электроснабжением: строительство КЛ 10 кВ от ПС 110/6 кВ «Ивановская-7» протяженность 6,52 км

Кроме того, в настоящее время большое внимание уделяется развитию сельского хозяйства. Благодаря различным формам поддержки в агропромышленном комплексе Ивановской области реализуются и планируются к реализации следующие инвестиционные проекты:

- строительство свиноводческого комплекса на 2500 голов основных свиноматок полного цикла «Петровский» в ООО «Тарбаево» (Гаврилово-Посадский район, с проектной энергетической мощностью 0,8 МВт);
- строительство свиноводческого комплекса на 2500 голов основных свиноматок полного цикла «Ярышево» в ООО «Тарбаево» (Гаврилово-Посадский район, с проектной энергетической мощностью 0,8 МВт);
- строительство молочного комплекса на 1200 голов крупного рогатого скота и 600 скотомест молодняка в АО «Племенной завод им. Дзержинского» (Гаврилово-Посадский район, с проектной энергетической мощностью 0,45 МВт);
- строительство молочного комплекса на 1200 голов крупного рогатого скота в СПК «Ленинский путь» (Пучежский район, с проектной энергетической мощностью 0,35 МВт);
- строительство завода по первичной переработке конопли в ООО «Smarthemp» (Южский район, с проектной энергетической мощностью 2 МВт);
- строительство тепличного комплекса «Южский» в ООО «Агрокомплекс «Южский» (Южский район, с проектной энергетической мощностью 0,35 МВт).

На основании сведений о районах, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима за область допустимых значений, с учетом перспективной балансовой ситуации рекомендуются следующие вводы и модернизация объектов сетевой инфраструктуры.

7.1. Перспективы развития электрической сети 220 кВ и выше в Ивановской области

Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы и Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы не предусмотрено новое строительство/реконструкция существующих объектов ПАО «ФСК ЕЭС».

7.2. Перспективы развития электрической сети напряжением 35 – 110 кВ в Ивановской области

В целях обеспечения надежного электроснабжения существующих и создания условий для технологического присоединения новых потребителей электроэнергии на территории Ивановской области главными задачами развития сети напряжением 35-110 кВ являются увеличение мощности и реконструкция действующих ПС.

Значительные объемы строительства жилья и объектов социально-культурной сферы ведутся в городском округе Иваново.

В 2021 году планируется приступить к строительству новой школы в городском округе Кохма.

В таблице 41 приведен перечень необходимых объемов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения для развития электрических сетей и ликвидации сетевых ограничений до 2026 года.

Таблица 41

Необходимые объемы нового строительства, реконструкции и технического перевооружения для развития электрических сетей и ликвидации сетевых ограничений до 2026 года

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Параметры оборудования (в случае реконструкции – до и после проведения реконструкции)	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия, год	Примечание
1	ПС 110 кВ Кинешма	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ	Рабочие характеристики выключателей находятся в области предельно допустимых значений, что может привести к отказу выключателя при проведении оперативных переключений или отключении токов КЗ	2024	
2	ПС 110 кВ Петровская	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ		2022	
3	ПС 110 кВ Заволжск	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (2 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ		2024	
4	ПС 110 кВ Родники	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ		2024	
5	ПС 110 кВ Ивановская-6	Замена ТН 35-110 кВ (3 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	Замена ТН 35-110 кВ (3 шт.)	Значительный срок эксплуатации	2022	
6	ПС 35 кВ Дегтярево	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (2 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
7	ПС 110 кВ Шуя-1 (ВЛ 3748)	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2022	
8	ПС 110 кВ Шуя-1 (ВЛ 3780)	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
9	ПС 110 кВ Ивановская-6	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (2 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
10	ПС 110 кВ Приволжск	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Параметры оборудования (в случае реконструкции – до и после проведения реконструкции)	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия, год	Примечание
11	ПС 110 кВ Ивановская-6	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (2 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2022	
12	ПС 110 кВ Фурманов-1	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2026	
13	ПС 110 кВ Пеньки	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (2 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2026	
14	ПС 110 кВ Журихино	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»	МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ	Значительный срок эксплуатации	2026	
15	ПС 110 кВ Отрадное	Замена МВ 110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»		Значительный срок эксплуатации	2024	
16	ВЛ 35 кВ Кинешма 220 - Луговое	Подвес второй цепи ВЛ 35 кВ Кинешма 220 - Луговое на ж/б и металлических опорах на участке протяженностью 11 км	Филиал «Ивэнерго»		Реконструкция ВЛ 35 кВ Кинешма 220 – Луговое предусмотрена для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Кинешмы и Кинешемского района, получающих питание от ПС Луговое	2023	
17	ПС 110 кВ Гав. Посад	Замена конденсаторной батареи с утилизацией ПХБ-содержащих конденсаторов (1 шт.)	Филиал «Ивэнерго»		Замена ПХБ-содержащего оборудования (ПХБ - полихлорированные бифенилы - одни из наиболее распространенных и опасных для окружающей среды и здоровья человека стойких органических загрязнителей)	2023	
18	ПС 110 кВ Ивановская-7	Замена конденсаторных батарей и утилизацией ПХБ-содержащих конденсаторов (2 шт.)	Филиал «Ивэнерго»		Замена ПХБ-содержащего оборудования (ПХБ - полихлорированные бифенилы - одни из наиболее распространенных и опасных для окружающей среды и здоровья человека стойких органических загрязнителей)	2023	

Мероприятия и проекты в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, направленные на снижение потерь электроэнергии на период 2022 – 2026 годов, а также их детализация по

мероприятиям, направленным на снижение потерь электроэнергии в 2022 – 2026 годах, представлены в таблицах 42 и 43 соответственно.

Таблица 42

**Мероприятия и проекты в области
энергосбережения и повышения энергетической эффективности**

Мероприятия	Затраты (используемые при оценке эффективности мероприятия), тыс. руб., без НДС	Эффект от внедрения за 2022 – 2026 годы, т.у.т	Эффект от внедрения за 2022 – 2026 годы, тыс. руб., без НДС	Окупа- емость проекта, лет
Мероприятия по снижению потерь электрической энергии*	40 980	1 035	8 196	5
Мероприятия, направленные на снижение расхода энергетических ресурсов и воды на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения	33 872	228	6 774	5
Мероприятия, направленные на снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой	16 428	99	3 286	5

*Без учета организационных (поддерживающих) мероприятий

Таблица 43

**Детализация по мероприятиям, направленным на снижение потерь
электроэнергии в 2022 – 2026 годах**

№ п/п	Реализованные проекты	Эффект от внедрения									
		тыс. кВт·ч					т. у.т.				
		2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1.	Мероприятия по снижению потерь электрической энергии, в том числе:	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900	655	655	655	655	655
1.1.	Организационные мероприятия	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	448	448	448	448	448
1.2.	Технические мероприятия	600	600	600	600	600	207	207	207	207	207
2.	Программа развития системы учета*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Программа технического перевооружения и реконструкции	550	550	550	550	550	189	189	189	189	189
4.	Мероприятия ремонтной программы	50	50	50	50	50	17	17	17	17	17

*Без учета организационных (поддерживающих) мероприятий

7.3. Цифровая трансформация и переход к интеллектуальным электрическим сетям

Данный раздел Программы разработан во исполнение требований нормативных документов в отношении применения цифровых технологий в электросетевом комплексе. В данном разделе конкретизируются объекты, технологии, объемы и сроки реализации по проектам цифровизации.

Проекты цифровизации предполагают реализацию технических решений, направленных на построение высокоавтоматизированной электрической сети, обеспечивающей наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемой в режиме реального времени и отслеживающей параметры и режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, поддерживающей функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающей интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей.

При разработке Программы учтены следующие нормативные правовые и иные документы, информация:

Указ Президента Российской Федерации от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 – 2030 годы»;

Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»;

Программа «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632-р;

Концепция «Цифровая трансформация 2030» (фундаментальный отраслевой документ ПАО «Россети»).

Согласно концепции вышеперечисленных документов цель цифровой трансформации – изменение логики процессов и переход компании на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных.

Задачи цифровой трансформации:

1. Адаптивность компании к новым задачам и вызовам;
2. Улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей;
3. Повышение эффективности компании;
4. Повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
5. Развитие кадрового потенциала и новых компетенций;
6. Диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов.

В рамках мероприятий цифровой трансформации филиала «Ивэнерго» запланированы следующие мероприятия:

Таблица 44

№ п/п	Проект	Мероприятия в рамках проекта	Ед. изм.	План	Срок реализации	Затраты, млн руб.	Информация о выполнении
1	Единый центр управления сетями (ЕЦУС)	Создание участка ЕЦУС	шт.	0	2022 - 2023	13,8	Создание участка ОТУ РС, ОС ДС ЦУС
2	Цифровой РЭС. 2 очередь	Кинешемский и Тейковский ЦРЭС	шт.	2	2021 - 2022	67,1	-
3	Развитие доп.услуги по наружному освещению	Согласно планам	-	-	-	-	Выполняется постоянно

Таблица 45

Мероприятия по цифровизации Ивановского РЭС

Филиал «Ивэнерго»	Реклоузер вакуумный РВА	Разъединитель с моторным приводом и ИКЗ (РМИК)	Индикатор коротких замыканий (ИКЗ)	Пункт коммерческого учета
Выполнено в 2020 году				
ПС Залесье № 181 ВЛ 10 кВ	1	2		
ПС Кохма, № 603 ВЛ 6 кВ	1	2		
ПС Жуково ВЛ 6кВ № 654	1			
ПС Богородское ВЛ 10 кВ Ф № 134	1	2		
ПС Ивановская-5 ф. Харинский ВЛ 6 кВ		2	1	
ПС Бройлерная ф. 128 ВЛ 10 кВ	1			
ПС Дружба ф. 161 ВЛ 10 кВ	1			
ПС Дегтярево ВЛ 10 кВ Ф № 154	1	4		
ПС Пелгусово ф. 619 ВЛ 6 кВ	1	1		
ПС Пелгусово ф. 633 ВЛ 6 кВ	1			
ЦРП Буньково ВЛ 10 кВ Ф № 108		2		
ПС Жуково ВЛ 6кВ №653			1	
ЦРП Буньково ВЛ 10 кВ Ф № 105	2	2		
ЦРП Буньково ВЛ 10 кВ Ф № 109	2	2		
ПС Ново-Талицы ВЛ 10кВ Ф. 113		1		
ПС Ново-Талицы ВЛ 10кВ Ф. 116	3			
ПС Бройлерная ф. 124 ВЛ 10 кВ	2			
ПС Бройлерная ф. 126 ВЛ 10 кВ	1			1
ПС Водозабор ф. 192	1			
ПС Богородское ВЛ 10 кВ Ф № 131	1	2		

Филиал «Ивэнерго»	Реклоузер вакуумный РВА	Разъединитель с моторным приводом и ИКЗ (РМИК)	Индикатор коротких замыканий (ИКЗ)	Пункт коммерческого учета
ПС Дегтярево ВЛ 10 кВ Ф № 156		1		
ПС Дегтярево ВЛ 10 кВ Ф № 157	1	1		
ПС Залесье №184 ВЛ 10 кВ	2			
ПС Бройлерная ф. 130 ВЛ 10 кВ	1	1		
ПС Ивановская-1 ф. 631	1			
ПС Ивановская-1 ф. 644	1			
Итого 2020	27	25	2	1

Ожидаемые эффекты от реализации проведенных в 2020 году мероприятий по цифровизации Ивановского РЭС (таблица 45):

- доля точек технического учета, с системой учета с дистанционным снятием показаний - 100%;
- доля точек коммерческого учета, оборудованных АИСКУЭ, – 9,5%;
 - доля наблюдаемых ПС 35-110 кВ - 100%;
 - снижение потерь электроэнергии до уровня расчетных технических - 7,0%;
 - снижение средней продолжительности отключений на потребителя Saidi – с 4,34 час. до 1,73 час.;
 - снижение среднего количества отключений на потребителя Saifi – с 1,64 отключений до 0,75 отключений;
 - снижение среднего времени восстановления электроснабжения с 3,45 час. до 1,9 час.

С 01.07.2020 вступили в силу изменения в Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», внесенные Федеральным законом от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации». В соответствии с данными изменениями коммерческий учет электрической энергии (мощности) на розничных рынках и в целях оказания коммунальных услуг по электроснабжению обеспечивают гарантирующие поставщики и сетевые организации с применением приборов учета электрической энергии в соответствии с правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, установленными в соответствии с жилищным законодательством, правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках, в том числе посредством интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

Гарантирующие поставщики в ходе обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках и для оказания коммунальных услуг по электроснабжению обязаны осуществлять приобретение, установку, замену, допуск в эксплуатацию приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, а также нематериальных активов, которые необходимы для обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности), в отношении многоквартирного дома и помещений в многоквартирных домах, электроснабжение которых осуществляется с использованием общего имущества, при отсутствии, выходе из строя, истечении

срока эксплуатации или истечении интервала между поверками приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, которые используются для коммерческого учета электрической энергии (мощности), в том числе не принадлежащих гарантирующему поставщику, а также последующую их эксплуатацию.

Сетевые организации в ходе обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках и для оказания коммунальных услуг по электроснабжению обязаны осуществлять приобретение, установку, замену, допуск в эксплуатацию приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, а также нематериальных активов, которые необходимы для обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности), и последующую их эксплуатацию в отношении непосредственно или опосредованно присоединенных к принадлежащим им на праве собственности или ином законном основании объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (мощности), приобретающих электрическую энергию на розничных рынках, объектов по производству электрической энергии (мощности) на розничных рынках и объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, при отсутствии, выходе из строя, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, которые используются для коммерческого учета электрической энергии (мощности), в том числе не принадлежащих сетевой организации, а также при технологическом присоединении таких энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации, за исключением коллективных (общедомовых) приборов учета электрической энергии.

7.4. Перспективы развития электрических сетей Ивановской области напряжением ниже 35 кВ

В целях обеспечения надежного электроснабжения объектов социальной сферы (школы, детские сады, больницы), объектов коммунального хозяйства, населения, а также присоединения новых потребителей все организации - собственники сетевого оборудования напряжением ниже 35 кВ, планируют работы по строительству, реконструкции и ремонту своих объектов.

Филиал «Ивэнерго» в период 2021 – 2026 годов планирует выполнить реконструкцию и строительство:

- воздушных линий 6 - 10 кВ ориентировочной протяженностью 100,393 км;
- воздушных линий 0,4 кВ ориентировочной протяженностью 301,179 км;
- реконструкцию КТП 6 - 10 кВ с заменой трансформаторов – 23,857 МВА;
- установку реклоузеров 6 - 10 кВ - 33 шт.

Для создания максимально комфортных условий подключения потребителей филиалом «Ивэнерго» планируется развитие электрических сетей 6 кВ в черте г. Иваново.

Согласно планам развития электросетевого хозяйства АО «ОЭС» и ООО «БизнесПроект» в период 2022 – 2026 годов предполагается проведение работ по

строительству, реконструкции и капитальному ремонту электрических сетей (таблицы 46 и 46.1).

Таблица 46

Планируемые мероприятия по строительству, реконструкции и капитальному ремонту электросетевого хозяйства АО «ОЭС» в 2022 – 2026 годах, км (шт.)

Наименование	Планируемые физические объемы по годам					
	Всего	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Реконструкция и капитальный ремонт воздушных линий, км	113,8	21,2	22,6	24,2	23,5	22,3
Строительство ЛЭП 6 - 10 кВ для резервирования тупиковых ТП, км	22,0	4,6	4,8	5,1	2,9	4,6
Капитальный ремонт кабельных линий, км	53,5	10,6	10,7	10,7	10,9	10,9
Всего:	189,3	36,4	38,1	40,0	37,3	37,5
Приборы учета (трансформаторы тока и напряжения) потребителей, имеющих присоединение к электрическим сетям Общества, у которых в указанные периоды истекает срок межповерочного интервала, шт.	8 080	1 223	1 432	1 434	1 968	2 023

Таблица 46.1

Планируемые мероприятия по строительству, реконструкции и капитальному ремонту электросетевого хозяйства ООО «БизнесПроект» в 2022 – 2026 годах, км (шт.)

Наименование	Планируемые физические объемы по годам					
	Всего	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Реконструкция и капитальный ремонт воздушных линий, км	77,9	14,5	15,6	16,6	16,0	15,2
Строительство ЛЭП 6 - 10 кВ для резервирования тупиковых ТП, км	18,5	3,9	4,1	4,2	2,5	3,8
Капитальный ремонт кабельных линий, км	30,8	6,1	6,1	6,2	6,3	6,1
Всего:	127,2	24,5	25,8	27,0	24,8	25,1
Установка пунктов коммерческого учета, шт.	3	3	-	-	-	-
Приборы учета (трансформаторы тока и напряжения) потребителей, имеющих присоединение к электрическим сетям Общества, у которых в указанные периоды истекает срок межповерочного интервала, шт.	3 748	500	538	546	940	1 224

Помимо этого, АО «ОЭС» планирует выполнить постепенный перевод потребителей Фурмановского, Приволжского, Гаврилово-Посадского, Комсомольского, Родниковского, Заволжского, Наволокского и Кохомского районов,

электроснабжение которых осуществляется по трубостойкам, на магистральные ВЛ с использованием ж/б опор и СИП.

ООО «БизнесПроект» аналогичные действия планирует выполнять в отношении электроснабжения потребителей Шуйского участка.

Также планируется замена устаревших силовых трансформаторов по годам ввода в эксплуатацию (таблица 47).

Таблица 47

Планируется к замене устаревших силовых трансформаторов, шт.

Год ввода в эксплуатацию	ИТОГО:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
АО «ОЭС»	393	79	78	78	79	79
ООО «БизнесПроект»	187	37	39	40	35	36

Стоимость замены трансформаторов с истекшим сроком службы на новые составит:

- для АО «ОЭС» - 99,63 млн руб. в ценах 2020 года, ежегодно, в среднем, затраты на замену силовых трансформаторов составят 19,92 млн руб.;

- для ООО «БизнесПроект» - 47,03 млн руб. в ценах 2020 года, ежегодно, в среднем, затраты на замену силовых трансформаторов составят 9,41 млн руб.

Стоимость замены отработавших свой срок масляных выключателей на вакуумные выключатели составит:

- для АО «ОЭС» - 111,06 млн руб. в ценах 2020 года, ежегодно, в среднем, затраты на замену масляных выключателей составят 22,21 млн руб.;

- для ООО «БизнесПроект» - 152,71 млн руб. в ценах 2020 года, ежегодно, в среднем, затраты на замену масляных выключателей составят 30,54 млн руб.

За период с 2022 по 2026 годы АО «ОЭС» планирует заменить 82 масляных выключателя, ООО «БизнесПроект» - 109 масляных выключателей.

В области энергосбережения и внедрения энергосберегающих технологий АО «ОЭС» были выполнены за период с 2009 по 2020 гг. следующие мероприятия:

- перевод электроснабжения потребителей с трубостоек на опоры с заменой неизолированного провода на СИП большего сечения протяженностью 1,6 км;

- замена силовых трансформаторов, отработавших свой нормативный срок, на современные силовые трансформаторы в количестве 18 шт.;

- установка пофидерного учета в трансформаторных подстанциях для контроля за потреблением электрической энергии у потребителей, составления пофидерного баланса в сетях 0,4 кВ в количестве 1 305 счетчиков;

- установка приборов учета на границе балансовой принадлежности с потребителями – 2 622 счетчиков;

- строительство ЛЭП для перевода части нагрузки с загруженной ТП на ТП, имеющую резерв мощности для повышения надежности электроснабжения потребителей — 3,764 км.

В области энергосбережения и внедрения энергосберегающих технологий ООО «БизнесПроект» были выполнены за период с 2009 по 2020 год следующие мероприятия:

- перевод электроснабжения потребителей с трубостоек на опоры с заменой неизолированного провода на СИП большего сечения протяженностью 1,3 км;
- замена силовых трансформаторов, отработавших свой нормативный срок, на современные силовые трансформаторы в количестве 14 шт.;
- установка пофидерного учета в трансформаторных подстанциях для контроля за потреблением электрической энергии у потребителей, составления пофидерного баланса в сетях 0,4 кВ в количестве 1 205 счетчиков;
- установка приборов учета на границе балансовой принадлежности с потребителями – 2 234 счетчиков;
- строительство ЛЭП для перевода части нагрузки с загруженной ТП на ТП, имеющую резерв мощности для повышения надежности электроснабжения потребителей — 4,592 км.

Стоимость замены приборов учета (трансформаторов тока, трансформаторов напряжения) потребителей АО «ОЭС» и ООО «БизнесПроект» с истекающим межповерочным интервалом в период с 2022 по 2026 годы (млн руб.):

Таблица 48

Наименование ТСО	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	ИТОГО:
АО «ОЭС»	22,679	28,941	29,983	40,707	43,513	165,823
ООО «БизнесПроект»	9,343	11,201	11,469	19,332	24,885	76,230

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, оперативного устранения аварийных ситуаций и исключения простоев автотранспорта при выполнении капитальных ремонтов, стратегиями перспективного развития АО «ОЭС» и ООО «БизнесПроект» на период 2022 - 2026 годов предусмотрено приобретение технологического (специального) автотранспорта.

В соответствии с планами реализации энергосберегающих мероприятий в 2022 - 2026 годах обе ТСО планируют произвести замену недогруженных силовых трансформаторов для снижения технических потерь электрической энергии и исключения недозагрузки трансформаторов.

Данные о планируемых объемах освоения денежных средств за период 2022 - 2026 годов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности приведены в таблице 49.

Таблица 49

Планируемые объемы финансирования мероприятий и проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период с 2022 по 2026 годы, млн рублей

Наименование организации	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
АО «ОЭС»	4,642	4,707	4,667	4,664	4,670
ООО «БизнесПроект»	3,955	4,010	3,976	3,973	3,978

АО «Ивгорэлектросеть» в соответствии с программой развития электросетевого комплекса в 2022 - 2026 году планирует проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению действующего оборудования, строительству новых объектов электросетевого хозяйства, а также приобретение спецтехники, оборудования телемеханики и вычислительной техники. Основные направления развития электросетевого хозяйства представлены в таблице 50.

Таблица 50

**Основные направления развития электросетевого хозяйства
АО «Ивгорэлектросеть» на период 2022 – 2026 годов**

№ п/п	Вид работ, наименование мероприятия	Ед. изм.	Кол-во	2022 г., млн руб.	2023 г., млн руб.	2024 г., млн руб.	2025 г., млн руб.	2026 г., млн руб.
1.	Реконструкция и техническое перевооружение							
1.1	Реконструкция трансформаторных подстанций	шт.	2	0,30	3,00	-	-	-
1.2	Реконструкция ВЛ 0,4кВ	км	44,07	18,79	22,08	3,14	22,35	13,95
1.3	Реконструкция ВЛ 6кВ	км	4,39	1,40	-	0,69	6,88	1,40
1.4	Реконструкция КЛ 6кВ	км	1,10	0,88	0,22	2,20	-	0,99
1.5	Реконструкция КЛ 0,4кВ	км	7,49	4,55	5,34	0,06	0,80	1,32
1.6	Установка реклоузеров	шт.	3	1,36	1,36	1,34	-	0,12
1.7	Внедрение пофидерного учета и включение в систему передачи данных	шт.	140	2,00	1,00	2,00	2,00	-
2.	Новое строительство							
2.1	Строительство ТП	шт.	2	-	0,15	1,50	-	19,95
2.2	Строительство ВЛ 6кВ	км	2,20	0,14	1,70	3,00	-	-
2.3	Строительство КЛ 6кВ	км	32,12	21,39	23,11	43,07	26,34	26,80
2.4	Строительство КЛ 0,4кВ	км	0,35	0,15	-	0,04	0,42	0,01
3	Прочее							
3.1	Приобретение спецтехники	шт.	11	1,70	6,65	6,93	4,85	1,94
3.2	Приобретение вычислительной техники	шт.	8	0,59	0,13	0,17	0,60	1,60
3.3	Приобретение оборудования телемеханики	шт.	96	1,62	1,62	1,62	1,48	1,48

Планируемые направления реконструкции и технического перевооружения:

- реконструкция ВЛ 0,4 кВ (уход от морально устаревшей схемы питания абонентов по трубостойкам; планируется строительство магистральных воздушных линий 0,4 кВ с монтажом индивидуальных абонентских ответвлений, установкой приборов учета и включение их в систему передачи данных);
- реконструкция ВЛ 6 кВ (вынос участков воздушных линий 6 кВ из труднодоступных для обслуживания мест);
- реконструкция КЛ 6 кВ (замена кабельных линий 6 кВ, имеющих наибольшее количество повреждений, на новые кабельные линии);
- реконструкция КЛ 0,4 кВ (уход от тупиковых схем питания многоквартирных домов; прокладка резервных кабельных линий 0,4 для электроснабжения жилых домов);
- установка реклоузеров на воздушных линиях 6 кВ в целях снижения время на поиск и устранение причин аварии (реклоузер представляет собой вакуумный выключатель с комплектом защит и противоаварийной автоматикой и позволяет локализовать место повреждения на ВЛ 6 кВ, что приводит к отключению только поврежденного участка ВЛ, а не всей воздушной линии).

В рамках нового строительства планируется также монтаж новых ТП, РП, кабельных и воздушных линий 6 и 0,4 кВ в целях создания более надежной схемы электроснабжения. Эти меры позволят сократить количество аварий, а также значительно снизить время их устранения.

Программой развития электросетевого комплекса АО «Ивгорэлектросеть» 2022 - 2026 годов также предусмотрены приобретение и установка в распределительных пунктах устройств телемеханики, телеуправления, телеизмерения.

ОАО «Кинешемская ГЭС». В соответствии с программой долгосрочного развития с 2022 по 2026 годы предусмотрены: мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению, строительство новых объектов электросетевого хозяйства. Финансирование осуществляется за счет амортизационных отчислений и собственных средств.

Подробное описание основных направлений развития электросетевого хозяйства представлено в таблице 51.

Таблица 51

Планируемые мероприятия по реконструкции, замене, строительству
электросетевых объектов ОАО «Кинешемская ГЭС»

№ п/п	Мероприятие	Объем финансирования в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС
1.	Реконструкция существующего РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «Городская» – ретрофит ячеек 6 кВ с заменой масляных выключателей на вакуумные выключатели	2 572
2.	Замена изношенной специальной техники, транспорта и прочего оборудования в соответствии с техническими требованиями	12 484
3.	Реконструкция воздушных и кабельных линий электропередачи, оборудования ТП и РП	17 554
4.	Внедрение автоматизированного сбора, контроля и учета электроэнергии	46 454

ОАО «Вичугская городская электросеть».

В рамках разработанной инвестиционной программы ОАО «Вичугская городская электросеть» планирует провести работы по техническому перевооружению и реконструкции энергообъектов.

Таблица 52

Планируемые мероприятия по реконструкции, замене, строительству электросетевых объектов ОАО «Вичугская городская электросеть»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ед. изм.	2022 год	2023 год
1.	Приобретение двухтрансформаторной ГКТП 2х250 кВА с 2-мя кабельными и одним воздушным вводом 6кВ для замены двухтрансформаторной ТП № 22 с двумя силовым трансформаторами, выполнение проектных и строительно-монтажных работ по её установке, демонтажу ТП № 22 и реконструкция питающих и отходящих ВЛ и КЛ	млн руб.	5,5	
2.	Приобретение однострансформаторной ГКТП 1х250 кВА с 3-мя кабельными вводами и одним воздушным вводом 6 кВ для замены однострансформаторной ТП № 29 с силовым трансформатором на 250 кВА, выполнение проектных и строительно-монтажных работ по ее установке, демонтажу ТП № 29 и реконструкция питающих и отходящих ВЛ и КЛ	млн руб.	2,9	
3.	Приобретение однострансформаторной ГКТП 1х160 кВА с 2-мя кабельными вводами и 2-мя воздушными вводами 6кВ для замены однострансформаторной ТП № 61 с силовым трансформатором на 160 кВА, выполнение проектных и строительно-монтажных работ по её установке, демонтажу ТП № 61 и реконструкция питающих и отходящих ВЛ и КЛ	млн руб.		3,0

ООО «ТСП» запланированы к проведению ежегодно в 2022 – 2026 годах следующие мероприятия:

- строительство, как минимум, одной двухтрансформаторной ТП 6/0,4 кВ для качественного и доступного обеспечения энергоснабжения потребителей (по проектам строительства жилья);

- модернизация распределительной инфраструктуры - за счет внедрения новых технологий проведение реконструкции до 2 км сетей 0,4 – 6 кВ;

- строительство до 1 км линий 0,4 – 6 кВ для сбалансированной загрузки сетей;

Запланирована также замена устаревшего оборудования на современное с установкой в действующих распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях.

Для районов с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений в электрической сети, вызванных недостатком установленной мощности и низкой пропускной способностью, необходимы строительство новых трансформаторных подстанций и ЛЭП 6 кВ и замена провода на большее сечение на существующих ВЛ 6 кВ.

Для обеспечения допустимых уровней напряжения требуется разукрупнение фидеров 0,4 кВ путем строительства новых линий 0,4кВ в местах выросших нагрузок и уменьшения длины существующих присоединений 0,4 кВ. Рекомендуется построить 5 новых ТП мощностью 160 кВА и 2 ТП мощностью

250 кВА, увеличить сечение провода 1 км ВЛ 0,4 кВ и на 1,5 км ВЛ 0,4 кВ. Требуется замена кабеля на основной питающей КЛ 6 кВ № 6 протяженностью 1,9 км. Необходимо провести замену 6 устаревших масляных выключателей в РП 6 кВ № 1 на вакуумные. Необходима реконструкция существующего РП 6 кВ № 2. Требуется замена существующих трансформаторов на более мощные.

Таблица 53

План развития электросетевого хозяйства в 2022 – 2026 годах

Год	Планируемые мероприятия	Оборудование	Планируемая сумма, тыс. руб.
2022	Приобретение оборудования для реконструкции РП-2	ВВ-10/630 – 8 шт.	2 200
2023	Замена МВ-6 кВ на ВВ-6 кВ в РП 6/0,4 кВ №3	ВВ-10/630 – 2 шт.	2 000
2024	Приобретение силовых трансформаторов для замены устаревшего оборудования	ТМГ – 4 шт.	2 000
2025	Замена МВ-6 кВ на ВВ-6 кВ в РП 6/0,4 кВ №1	ВВ-10/630 – 2 шт.	2 000

Таблица 54

План мероприятий в области энергосбережения на 2022 – 2026 годы

Год	Характеристика мероприятия	Планируемая сумма затрат, тыс. руб.	Планируемый экономический эффект	
			тыс. руб.	нат. ед.
2022	Замена силовых трансформаторов, эксплуатируемых более 25 лет	506	16,3	3,9 тыс кВт·ч
	Замена провода на перегруженных линиях ВЛ-0,4 кВ	468	159	38 тыс кВт·ч
2023	Замена силовых трансформаторов, эксплуатируемых более 25 лет	543	17,1	3,9 тыс кВт·ч
	Замена провода на перегруженных линиях ВЛ-0,4 кВ	457	166	38 тыс кВт·ч
2024	Замена силовых трансформаторов, эксплуатируемых более 25 лет	535	18,0	3,9 тыс кВт·ч
	Замена провода на перегруженных линиях ВЛ-0,4 кВ	496	175	38 тыс кВт·ч
2025	Замена силовых трансформаторов, эксплуатируемых более 25 лет	630	18,9	3,9 тыс кВт·ч
	Замена провода на перегруженных линиях ВЛ-0,4 кВ	490	184	38 тыс кВт·ч

8. Существующее состояние централизованного теплоснабжения и перспективы развития тепловых сетей субъектов электроэнергетики Ивановской области

8.1. Динамика производства и потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Ивановской области

В настоящее время объекты электроэнергетики обеспечивают централизованным теплоснабжением 3 населенных пункта Ивановской области: г. Иваново, г. Кохма и г. Комсомольск.

Системы теплоснабжения г. Иваново и г. Кохма объединены в, так называемый, Ивановский тепловой узел, обеспечение тепловой энергией которого осуществляют генерирующие объекты филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», а также котельные АО «ИвГТЭ» и производственно-отопительные котельные.

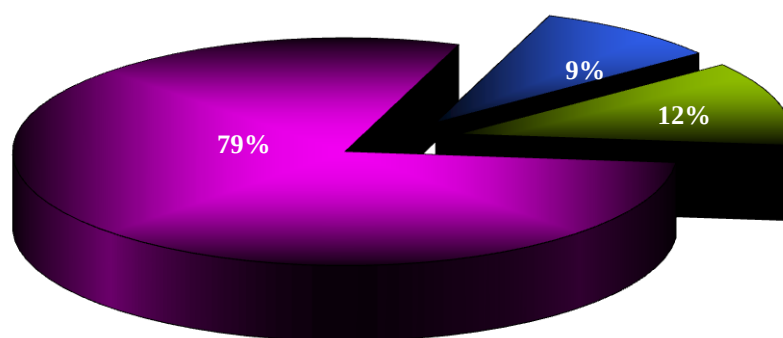
Система теплоснабжения города Иваново развивалась по пути обеспечения теплом потребителей от крупных централизованных теплоисточников теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), районных и квартальных котельных: в районах, где невозможно и нецелесообразно подавать тепло централизованно - строились автономные теплоисточники.

В дальнейшем принято деление системы теплоснабжения г. Иваново на:

- зону централизованного теплоснабжения, включающую основные теплоисточники;
- зону децентрализованного теплоснабжения, включающую автономные производственно-отопительные котельные, ведомственные котельные, а также котельные, находящиеся на балансе АО «ИвГТЭ».

По состоянию на 01.02.2021 АО «ИвГТЭ» эксплуатирует 67 центральных тепловых пунктов и насосных станций, а также 21 собственную котельную. Суммарная подключенная нагрузка потребителей АО «ИвГТЭ» составляет 850,4 Гкал/ч, протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации АО «ИвГТЭ», составляет 315,1 км по каналу.

Структура присоединенной тепловой нагрузки города Иваново приведена на рисунке 22.



- Котельные АО «Ивгортеплоэнерго»
- Производственные котельные
- Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»

Рис.22. Структура присоединенной тепловой нагрузки города Иваново

В таблице 55 и на рисунке 23 представлены расчетные присоединенные нагрузки филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс».

Установленная и располагаемая тепловая мощность электростанций филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» по состоянию на 01.01.2021 приведены в таблице 56.

Основной объем тепловой энергии с электростанций энергокомпании направляется для жилищно-коммунального комплекса и промышленных потребителей, в основном текстильной отрасли. Плановые показатели потребления тепловой энергии до 2026 года филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» приведены в таблице 57.

Таблица 55

**Расчетные присоединенные нагрузки филиала «Владимирский»
ПАО «Т Плюс», Гкал/ч**

Наименование источника	Установленная мощность источника	Располагаемая мощность источника	Присоединенная нагрузка потребителей с учетом всех потерь	Резервная тепловая мощность источника	Резерв по мощности, в %
ТЭЦ-2	671,5	671,5	475,86	104,1	15,5
ТЭЦ-3	876	876	461,61	374,8	42,9
Итого по ТЭЦ	1 547,5	1 547,5	937,47	478,9	30,9

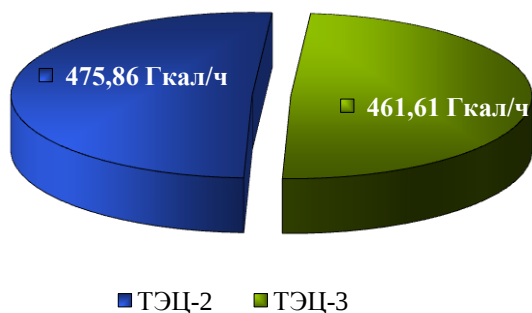


Рис.23. Расчетные присоединенные нагрузки филиала «Владимирский»
ПАО «Т Плюс»

Таблица 56

Установленная и располагаемая тепловая мощность электростанций, Гкал/ч

Наименование показателя		ИвТЭЦ-2	ИвТЭЦ-3
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Всего	671,5	876,0
	в том числе:		
	в горячей воде	490,6	645,0
	в паре	180,9	231,0
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Всего	671,5	876,0
	в том числе:		
	в горячей воде	490,6	645,0
	в паре	180,9	231,0

Таблица 57

Прогноз потребления тепловой энергии на 2022 – 2026 годы основными крупными потребителями филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», тыс. Гкал

№ п/п	Наименование потребителя	Вид теплоносителя	Полезный отпуск тепловой энергии				
			2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1.	АО «ИвГТЭ»	Пар	-	-	-	-	-
		горячая вода	1 638,36	1 638,36	1 638,36	1 638,36	1 638,36
		Всего	1 638,36	1 638,36	1 638,36	1 638,36	1 638,36
2.	ООО «Праймтекс»	Пар	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2
		горячая вода	-	-	-	-	-
		Всего	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2
3.	ООО «Инвестиционная компания «Оптима»	Пар	52,949	52,949	52,949	52,949	52,949
		горячая вода	-	-	-	-	-
		Всего	52,949	52,949	52,949	52,949	52,949
		Всего	-	-	-	-	-

В настоящее время реализованы следующие мероприятия по оптимизации Ивановского теплового узла:

– построена перемычка в тепловых сетях между контурами ИвТЭЦ-2 и ИвТЭЦ-3 по ул. Шустова г. Иваново для перевода всей тепловой нагрузки в межотопительный период на ИвТЭЦ-2 с остановом в летний период ТЭЦ-3;

– проведена реконструкция турбоагрегата ПТ-25 ст. № 2 ИвТЭЦ-2 в целях перевода в режим «ухудшенного вакуума».

На Ивановской ТЭЦ-2 с 2015 года осуществлен вывод водогрейных котлов (ПТВМ-100 – 2 единицы).

На Ивановской ТЭЦ-3 с 31.12.2015 осуществлен вывод водогрейных котлов (ПТВМ-100 – 2 единицы).

Получен приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 21.01.2020 № 16 (письмо № МЮ-433/09/09 от 21.01.2020) о согласовании вывода из эксплуатации ТГ-5 Ивановской ТЭЦ-2 с 01.10.2020.

Получен приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28.11.2019 № 1290 (письмо № МЮ-14324/09 от 29.11.2019) о согласовании вывода из эксплуатации ТГ-1, 4 с 01.11.2020, ТГ-2, 3 Ивановской ТЭЦ-2 с 01.11.2022.

Вывод ТГ-5 Ивановской ТЭЦ-2 запланирован в 2021 году, вывод ТГ1 - 4 Ивановской ТЭЦ-2 прогнозируется в 2023 году.

Для обеспечения теплоснабжения г. Иваново, при выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Ивановской ТЭЦ-2, на территории Ивановской ТЭЦ-2 к 2023 году запланировано строительство водогрейной котельной.

В настоящее время филиалом «Владимирский ПАО «Т Плюс»» запланирована разработка проекта на проведение расчетов электроэнергетических режимов района Ивановской ТЭЦ-2 класса напряжения 110, 35 кВ с разработкой компенсационных мероприятий, обеспечивающих вывод из эксплуатации Ивановской ТЭЦ-2 Филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс».

В связи с тем, что на теплоисточниках зоны централизованного теплоснабжения г. Иванова имеется значительный резерв тепловой мощности, основным мероприятием для обеспечения надежного теплоснабжения, снижения темпов роста тарифов на тепловую энергию является переключение нагрузки нерентабельных котельных АО «ИвГТЭ» на теплоснабжение от производственных мощностей филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс». Повышение доли покрытия тепловых нагрузок от ТЭЦ путем закрытия части котельных и перевод принадлежащих им тепловых сетей на централизованное теплоснабжение позволят повысить экономичность работы ТЭЦ и увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

Потребность филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» в топливе до 2026 года отражена в таблице 19. Потребность в топливе на пятилетний период котельных АО «ИвГТЭ» приведена таблице 58.

Таблица 58

Плановая потребность в топливе котельных АО «ИвГТЭ», тыс. куб.м

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребность в топливе	30 156,58	30 156,58	30 156,58	30 156,58	30 156,58

В Комсомольском тепловом узле выработку тепловой энергии осуществляет филиал «Ивановские ПГУ», основным потребителем тепловой энергии является МП «Теплосервис».

Динамика годового потребления тепловой энергии за последние 6 лет по потребителям и прогноз потребления тепловой энергии на 2021 – 2026 годы представлены в таблице 59.

Таблица 59

Динамика годового потребления тепловой энергии филиала «Ивановские ПГУ» за 2015 – 2020 годы и прогноз на 2021 – 2026 годы, тыс. Гкал

Потребитель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
МП «Теплосервис»	79,02	84,68	89,38	100,04	79,87	76,30	84,89	84,89	84,89	84,89	84,89	84,89
МУП «Комсомольский БПК»	1,63	1,78	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Динамика выработки тепловой энергии за 2015 – 2020 годы и прогноз на 2021 – 2026 годы филиала «Ивановские ПГУ» приведены в таблице 60.

Таблица 60

Динамика выработки тепловой энергии за 2015 – 2020 годы и прогноз на 2021 – 2026 годы филиала «Ивановские ПГУ», тыс. Гкал

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка тепловой энергии	94,16	94,45	103,01	104,41	83,875	78,817	89,27	89,27	89,27	89,27	89,27	89,27

Структура отпуска тепловой энергии от филиала «Ивановские ПГУ» за последние 6 лет и прогноз выработки и потребления тепловой энергии на 2021 – 2026 годы представлены в таблице 61. Прогноз потребности филиала «Ивановские ПГУ» в топливе для производства тепловой энергии на период 2022 – 2026 годов представлен в таблице 23.

Таблица 61

Структура отпуска тепловой энергии от филиала «Ивановские ПГУ» за 2015 – 2020 годы и прогноз на 2021 – 2026 годы, тыс. Гкал

Отпуск теплоэнергии в теплоносителе	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
вода	92,24	92,32	101,16	103,09	81,63	77,678	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02
пар	1,93	1,98	1,85	1,31	2,24	1,139	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

8.2. Характеристика тепловых сетей

Протяженность тепловых и паровых сетей в целом по области составляет более 1 480,5 км в двухтрубном исчислении, из них около 250 км (16,9%)

нуждаются в замене. В основном это локальные тепловые сети муниципальных образований Ивановской области.

Основу магистральных тепловых сетей Ивановского теплового узла составляют тепловые сети филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», их характеристики приведены в таблицах 62 и 63.

Таблица 62

Паровые сети филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»

Диаметр условного прохода, мм	Протяженность, м			
	Сумма	Сумма в двухтрубном исчислении	Надземная	Подземная
<i>Двухтрубные паропроводы</i>				
300	1 099,2	1 099,2	357,2	742,0
400	0	0	0	0
600	2 939,2	2 939,2	2 153,2	786,0
Итого по паропроводам	4 038,4	4 038,4	2 510,4	1 528,0
<i>Двухтрубные конденсатопроводы</i>				
100	0	0	0	0
150	1 326,8	1 326,8	852,8	474,0
300	90	90	71,0	19,0
Итого по конденсатопроводам	1 310,8	1 310,8	917,8	393,0

Таблица 63

Протяженность водяных сетей филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», м.

Водяные сети	Диаметр условного прохода, мм															
	50	80	100	130	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
Надземная	0,0	0,0	0,0	179,7	0,0	1423,9	297,4	2412,1	0,0	1262,2	7643,8	14164,1	1702,7	9382,6	3906,4	1400,0
Подземная	0,0	0,0	389,9	404,0	1083,8	5168,2	631,8	12409,3	0,0	14947,0	34305,4	19662,5	6760,6	2466,3	4298,5	6135,0
Сумма	0,0	0,0	389,9	583,7	1083,8	6592,1	929,2	14821,4	0,0	16209,2	41949,2	33826,6	8463,3	11848,9	8204,9	7535,0

Новое строительство, реконструкция и капитальный ремонт тепловых сетей Ивановского теплового узла осуществляются собственниками оборудования по мере необходимости. На период 2022 – 2026 годов филиалом «Владимирский» ПАО «Т Плюс» предполагается поэтапное проведение капитального ремонта и реконструкции теплосетей.

По результатам оценки технического состояния магистральных тепловых сетей объемы их технического перевооружения (перекладки) филиалом «Владимирский» ПАО «Т Плюс» на 2021 – 2022 годы планируются на уровне 1200 метров сетей ежегодно в однострубно́м исчислении, что в денежном выражении составляет около 118 млн руб. (с НДС) ежегодно.

Объемы реконструкции муниципальных тепловых сетей АО «ИвГТЭ» предполагают поэтапное проведение капитального ремонта и реконструкции теплосетей.

Прогноз развития теплосетевого хозяйства АО «ИвГТЭ» на период 2022 - 2026 годов приведен в таблице 64.

Таблица 64

№ п/п	Наименование	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	Планируемый объем ремонтов тепловых сетей **, км кан.	2,29	1,99	1,99	1,97	1,95

** Сведения указаны без учета ремонта изоляции на тепловых сетях надземной прокладки.

Характеристики тепловых сетей **Комсомольского теплового узла** приведены в таблице 65.

Таблица 65

Характеристика тепловых сетей Комсомольского теплового узла

№ п/п	Наименование предприятия	D _{под} , мм	D _{обр} , мм	L, м	Тип прокладки	Год смены изоляции
1	микрорайон Коммунар	133,0	133,0	170,0	надземная	до 1989 года
2		108,0	108,0	82,0		
3		76,0	76,0	84,0		
4		57,0	57,0	45,0		
5		108,0	108,0	60,0		
6		76,0	76,0	84,0		
7		57,0	57,0	60,0		
8		57,0	57,0	45,0		
9		108,0	108,0	90,0		
10		76,0	76,0	70,0		
11		76,0	76,0	100,0		
12		57,0	57,0	60,0		
Итого				950,0		
1	МП «Теплосервис» (система теплоснабжения г. Комсомольск)	426,0	426,0	457,0	надземная	до 1989 года
2		273,0	273,0	898,1		
3		219,0	219,0	1693,1		
4		159,0	159,0	180,0		
5		133,0	133,0	61,3		
6		108,0	108,0	1129,5		
7		89,0	89,0	635,3		
8		76,0	76,0	470,0		
9		57,0	57,0	166,6		
10		48,0	48,0	47,0		
11		38,0	38,0	56,0		
12		426,0	426,0	1116,0	канальная	
13		325,0	325,0	91,0		
14		273,0	273,0	1486,1		

№ п/п	Наименование предприятия	D _{под} , мм	D _{обр} , мм	L, м	Тип прокладки	Год смены изоляции	
15		219,0	219,0	1226,2			
16		189,0	189,0	55,0			
17		159,0	159,0	1546,0			
18		133,0	133,0	462,2			
19		108,0	108,0	1111,0			
20		89,0	89,0	768,0			
21		76,0	76,0	570,0			
22		57,0	57,0	215,0			
23		108,0	108,0	806,3	бесканальная		
24		89,0	89,0	513,9			
25		76,0	76,0	545,7			
26		57,0	57,0	2304,4			
27		48,0	48,0	42,0			
28		40,0	40,0	1404,0			
29		32,0	32,0	56,0			
30		219,0	219,0	80,0	надземная		1998 - 2003 годы
31		159,0	159,0	150,0			
32		133,0	133,0	100,0			
33		108,0	108,0	100,0			
ИТОГО по котельной				20542,7			

Тепловые сети г. Комсомольск находятся в собственности Комсомольского муниципального района; их состояние является серьезной угрозой надежности теплоснабжения города.

Основные проблемы тепловых сетей г. Комсомольск:

- открытая система теплоснабжения города, что нарушает принципы безопасности теплоснабжения потребителей;
- значительный износ сетей и оборудования, участвующего в передаче тепловой энергии;
- неудовлетворительное состояние изоляция тепловых сетей (требуется замена теплоизоляционного покрытия, фактические потери тепловой энергии превышают нормативные в 1,5 – 2,0 раза);
- отсутствие информации о диаметрах и длинах трубопроводов в частном секторе, что не позволяет провести инструментальное обследование и оценить эффективность работы системы теплоснабжения;
- нарушение теплогидравлических режимов работы системы теплоснабжения, что приводит к увеличению расходов воды в системе теплоснабжения и электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Из результатов гидравлических расчетов следует, что для г. Комсомольск при существующих технических условиях величина подаваемого расхода теплоносителя с котельной Ивановская ГРЭС, находящейся на балансе филиала «Ивановские ПГУ», должна составлять 1 012,3 т/ч, однако фактическая подача теплоносителя имеет значение 2 482,7 т/ч, при этом избыток составляет 1 470,4 т/ч.

Проведенные испытания показали, что фактические потери тепловой энергии составляют около 20000 Гкал, то есть примерно 25% от полезного отпуска.

Требуется проведение комплекса работ по реконструкции тепловых сетей г. Комсомольск (перекладка ряда участков существующих тепловых сетей с

заменой устаревшего теплоизоляционного покрытия). По предварительным оценкам администрации Комсомольского муниципального района, это позволит сократить расходы на обслуживание тепловых сетей на 20 млн руб. в год и оптимизирует работу системы теплоснабжения. Будут созданы комфортные и качественные условия для жизнедеятельности населения города.

8.3. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Ивановской области

В соответствии с программами социально-экономического развития муниципальных районов и городских округов Ивановской области на ближайшие 5 лет не предусмотрено существенного изменения состава потребителей тепловой энергии. Небольшой рост потребления тепла ожидается в жилищно-коммунальной сфере за счет увеличения объемов строительства жилья. Ввод в эксплуатацию новых промышленных потребителей со значительными объемами потребления тепловой энергии не запланирован.

Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период (с разбивкой по годам) по территории Ивановской области представлен в таблице 66.

Таблица 66

Прогноз потребления тепловой энергии в Ивановской области на пятилетний период, тыс. Гкал

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление тепловой энергии	7 300,49	7 317,437	7 320,88	7 322,859	7 325,278
Коэффициент прироста в соответствии с предшествующим периодом	1,0000	1,0023	1,0005	1,0003	1,0003

8.4. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период основными крупными потребителями на территории Ивановской области представлен в таблице 67.

Таблица 67

Прогноз потребления тепловой энергии на 2022 - 2026 годы основными крупными потребителями на территории Ивановской области, тыс. Гкал

Наименование потребителя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Система теплоснабжения г. Иваново	2 004	2 004	2 004	2 004	2 004
Система теплоснабжения г. Кинешма	574,812	577,222	579,676	582,167	584,686
Система теплоснабжения г. Шуя	220	220	220	220	220
Система теплоснабжения г. Вичуга	145	145	145	145	145
Система теплоснабжения г. Комсомольск	84,47	84,47	84,47	84,47	84,47
Система теплоснабжения г. о. Кохма	108,08	108,08	108,08	108,08	108,08

Источники покрытия потребности в тепловой энергии основных крупных потребителей тепловой энергии по Ивановской области приведены в таблице 68.

Таблица 68

Источники покрытия потребности в тепловой энергии основных крупных потребителей тепловой энергии по Ивановской области

Наименование источника		Тип источника	Установл. мощность, Гкал/час	Год ввода в эксплуата- цию
Собственный	Внешний			
Система теплоснабжения г. Иваново (2 208 000 Гкал)				
	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	Ивановская ТЭЦ-2	671,500	1954
		Ивановская ТЭЦ-3	876,000	1974
	ЗАО «Ивановская тепловая блок-станция»	котельная (газ)	260,000	1989
	АО «ИвГТЭ»	21 котельные (газ)	147,97	
	АО «ПСК»	котельная (газ)	76,000	1975
	ООО «Теплоснаб-2010»	котельная (газ)	39,900	1968
	Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина	котельная (газ)	17,000	
	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Ивановский государственный университет»	3 котельные (газ)	2,730	1966, 2003 2005
	Ивановская база хранения ресурсов (филиал) ФКУ «ЦОУМТС МВД России»	котельная (газ)	8,580	1972
	Муниципальное предприятие «Городской оздоровительный центр» г. Иваново	5 котельных (газ)	3,565	
	ФГУ комбинат «Родник» Управления Федерального агентства по государственным резервам по ЦФО	2 котельных (газ)	2,530	1958,1962
	АО «Железобетон»	котельная (газ)	33,350	1957
Негосударственное учреждение здравоохранения «Отделенческая больница на станции Иваново открытого акционерного общества «Российские железные дороги»		котельная (газ)	3,800	1970
	ООО «РесурсЭнерго»	котельная (газ)	37,000	1958
Система теплоснабжения г. Комсомольск (105 180 Гкал)				
	Филиал «Ивановские ПГУ» ПАО «ИнтерРАО-Электрогенерация»	котельная (газ)	64,3	2001
Система теплоснабжения г. Кинешма (323 376 Гкал)				
	МУП г. Кинешмы «Объединенные котельные и тепловые сети»	17 котельных (газ)	189,957	

Наименование источника		Тип источника	Установл. мощность, Гкал/час	Год ввода в эксплуата- цию
Собственный	Внешний			
	ЗАО «Электроконтакт»	котельная (газ, мазут)	33,600	1969
	ООО «ТДЛ Энерго» «Кинешемский»	котельная (газ)	32,500	1917
	АО «Поликор»	котельная (газ)	8,600	1964
	ООО «Тепло-Сервис»	котельная (газ)	140,500	1968
Система теплоснабжения г. Шуя (196 871 Гкал)				
	ОАО ХБК «Шуйские ситцы»	2 котельные (газ)	271,000	1958
	Шуйское МУП ОК и ТС	24 котельные (газ), 4 котельные (уголь)	167,500	
ОАО ХБК «Шуйские ситцы» (183 159 Гкал)				
ОАО ХБК «Шуйские ситцы»		2 котельные (газ)	271,000	1983, 1987
Система теплоснабжения г. Вичуга (119 602 Гкал)				
	МУП ОК и ТС	5 котельных (газ)	115,040	
	Филиал закрытого акционерного общества «ПК Нордтекс в г. Вичуга - Шаговец»	котельная (газ)	29,200	1973
	ООО «Машиностроительный Завод»	котельная (газ)	24,100	1966
	ООО «Ватс»	котельная (газ)	1,307	2005
ООО «ТрансРесурсСервис» (109 689 Гкал)				
	ООО «Тейковская Котельная»	котельная (газ)	195,000	1976

8.5. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Ивановской области

Разработка схем теплоснабжения поселений и городских округов Ивановской области осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

По состоянию на 01.01.2021 схемы теплоснабжения разработаны в 95 (100%) муниципальных образованиях Ивановской области; актуализированы на 2021 год схемы теплоснабжения в 82 из 95 муниципальных образований.

Коммунальная теплоэнергетика большинства муниципальных образований Ивановской области характеризуется разветвленной структурой теплоисточников небольшой мощности, отсутствием планов теплоснабжения, ветхостью сетей, изношенностью основного и вспомогательного оборудования, низким уровнем защищенности сетей и объектов теплоснабжения от коррозии. Все указанные факторы сопутствуют неудовлетворительному теплообеспечению населенных пунктов Ивановской области, вызывают рост тарифов на тепловую энергию, являются причиной банкротства муниципальных теплоэнергетических предприятий. Проблема усугубляется отсутствием у муниципалитетов источников финансирования, необходимых для поддержания нормального функционирования систем теплообеспечения, что связано с большой капиталоемкостью тепловых сетей, не обеспеченной соответствующими финансовыми ресурсами.

Участие областного бюджета в финансировании мероприятий по реконструкции систем теплоснабжения населенных пунктов Ивановской области является необходимым, поскольку позволяет избежать развития аварийных ситуаций и обеспечить основу для формирования экономической устойчивости работы теплоэнергетических предприятий.

Приоритетное направление деятельности в сфере теплоснабжения - привлечение частных инвестиций в реализацию проектов по строительству и модернизации объектов коммунальной инфраструктуры в целях планомерного вывода нерентабельных источников.

Посредством привлечения частных инвестиций в жилищно-коммунальную сферу Ивановской области в 2017 году за счет внебюджетных средств введены в эксплуатацию: блочно-модульные котельные в с. Мугреевский Южского района (акт ввода от 17.07.2017), с. Писцово Комсомольского района (разрешение на ввод от 22.09.2017), г. Вичуга (разрешение на допуск от 30.10.2017 и 2 объекта от 14.11.2017). Общий объем инвестиций составил 112,33 млн руб.

Одним из наиболее эффективных инструментов оптимизации отрасли в условиях ограниченности бюджетных средств является государственно-частное партнерство, в части передачи прав владения и пользования объектами ЖКХ инвесторам на условиях концессионных соглашений.

В 2017-2019 гг. заключены следующие концессионные соглашения в сфере теплоснабжения:

- администрацией городского округа Кинешма и ООО «Теплосетевая компания» в отношении объекта теплоснабжения, планируемая сумма инвестиций – 0,887 млн руб.;
- администрацией Ивановского муниципального района и ООО «ИнвестЭнерго» в отношении объектов теплоснабжения, предполагаемая сумма инвестиций – 64,40 млн руб.
- администрацией городского округа Иваново с АО «ИвГТЭ», предполагаемая сумма инвестиций - 353,54 млн руб.;
- администрацией Ивановского муниципального района с ООО «Коммунальщик Ресурс» (2 соглашения), предполагаемая сумма инвестиций - 5,53 млн руб.;

В 2020 году заключены следующие концессионные соглашения в сфере теплоснабжения:

- администрацией Верхнеландеховского муниципального района с ООО «Теплосети», предполагаемая сумма инвестиций - 2,34 млн руб. (без НДС);
- администрацией Ивановского муниципального района с ООО «Коммунальщик Ресурс» (с. Бибирево), предполагаемая сумма инвестиций - 1,68 млн руб. (без НДС);
- администрацией городского округа Кинешма с ООО «Теплоснабжающая компания», предполагаемая сумма инвестиций - 22,79 млн руб. (без НДС).

Стабилизация ситуации в отрасли теплоснабжения должна достигаться за счет реализации системы мероприятий, имеющих в своей основе взвешенные, высокоэффективные технические подходы, по возможности, соединяющие в себе накопленный за последние годы предприятиями коммунальной теплоэнергетики Ивановской области опыт и новые технологии.

В 2022 году в Ивановской области будет продолжена работа по модернизации теплогенерирующих источников с заменой ветхих инженерных тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения. При экономической

целесообразности осуществлялся вывод из эксплуатации нерентабельных котельных с переводом потребителей тепла на индивидуальное газовое отопление.

За период 2010 - 2020 годов в Ивановской области построены и введены в эксплуатацию 39 новых объекта теплоснабжения в следующих населенных пунктах: г. Вичуга, с. Новое Приволжского района, пос. Петровский Гаврилово-Посадского района, с. Чернцы Шуйского района, с. Демидово Пестяковского района, г. Заволжск (3 ед.), г. Пучеж (5 ед.), с. Талицы Южского района (3 ед.), г. Плес Приволжского района (5 ед.), с. Новое Леушино Тейковского района (2 ед.), с. Бородино Гаврилово-Посадского района, с. Подозерский и с. Писцово Комсомольского района, с. Майдаково Палехского района, пос. Старая Вичуга, пос. Красный Октябрь и деревня Семигорье Вичугского района; г. Фурманов (2 ед.), с. Хромцово Фурмановского района, пос. Сеготь Пучежского района, пос. Палех, г. Иваново.

Реализация проектов позволила ликвидировать нерентабельные источники теплоснабжения, полностью отработавшие свой ресурс, обеспечить более комфортные условия проживания населения посредством повышения качества предоставления коммунальных услуг, снизить потребление энергетических ресурсов в результате снижения потерь в процессе производства и доставки энергоресурсов потребителям, повысить эффективность управления объектами коммунальной энергетики.

В целях сокращения расходов на содержание и обслуживание данных объектов теплоснабжения, находящихся в муниципальной собственности, укрупнения денежных потоков, увеличения кредитных ресурсов для реализации, за счет оборотных средств, инвестиционных проектов в сфере теплоснабжения, на территории Ивановской области целесообразна реализация политики, направленной на сокращение количества теплоснабжающих организаций.

Объединение видов деятельности, таких как производство и транспортировка тепловой энергии, в рамках одного юридического лица положительно отразится на тарифной политике Ивановской области, позволит привлечь в отрасль существенные инвестиционные капиталы для проведения мероприятий по строительству и модернизации объектов теплоснабжения.

8.6. Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Ивановской области

Необходимо рассмотреть мероприятия, предусмотренные схемами теплоснабжения некоторых наиболее крупных населенных пунктов Ивановской области – г. Иваново и г. Кохма (Ивановского теплового узла).

Численность населения г. **Иваново** составляет свыше 405 тысяч человек. В городе насчитывается более 90 производственных предприятий различных отраслей промышленности. Система теплоснабжения г. Иваново развивалась по пути обеспечения потребителей тепловой энергией от крупных централизованных теплоисточников (ТЭЦ) и котельных. В районах, где невозможно и нецелесообразно подавать тепловую энергию, строились автономные котельные.

Основными стратегическими мероприятиями по оптимизации существующей системы теплоснабжения являются:

- переключение теплоснабжения потребителей нерентабельных котельных на тепловые сети филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»;
- установка у всех потребителей тепловой энергии для регулировки гидравлического режима сужающих устройств, полученных расчетным путем;
- осуществление перекладки ряда участков тепловой сети с увеличением диаметров трубопроводов.

АО «ИвГТЭ» осуществляет производство, передачу и сбыт тепловой энергии от собственных котельных г. Иваново, а также покупку, передачу и сбыт тепловой энергии от сторонних источников, крупнейшими из которых являются ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 ПАО «Т Плюс».

В отсутствие статуса единой теплоснабжающей организации в г. Иваново, АО «ИвГТЭ» оказывает услуги теплоснабжения не всем конечным потребителям г. Иваново. До 01.07.2019 около 75% реализуемой тепловой энергии АО «ИвГТЭ» отпускало организации-перепродавцу АО «Ивановская городская теплосбытовая компания» (далее - АО «ИГТСК»).

С июля 2019 года АО «ИГТСК» закончило регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения, и для большинства потребителей города Иванова теплоснабжающей организацией стало АО «ИвГТЭ». Для потребителей АО «ИвГТЭ» с 01.07.2019 сформирован усредненный тариф на тепловую энергию с учетом увеличения объемов обслуживаемых тепловых сетей и количества потребителей.

В результате для потребителей 196 домов, которым поставка тепловой энергии в первом полугодии 2019 года осуществлялась от АО «ИвГТЭ», рост тарифа с 01.07.2019 составил 114%, а для потребителей 2300 домов, которым поставка тепловой энергии в первом полугодии 2019 года осуществлялась от АО «ИГТСК», с 01.07.2019 произошло снижение тарифа на 1,5%.

Численность населения **г. Кохма** составляет около 29,9 тысяч человек. Услуги в сфере теплоснабжения на территории муниципального образования осуществляет предприятие МУПП ЖКХ г. Кохма «Кохмабытсервис» (далее – МУПП «Кохмабытсервис»). Теплоснабжение населения осуществляется от 3 теплоисточников: ООО «Крайтекс-ресурс», ООО «ИТЭС», ТЭЦ-3 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс». Общая протяженность тепловых сетей г. Кохма - 53,51 км.

ООО «Ивановская тепловая электростанция» (далее - ООО «ИТЭС») в качестве теплоснабжающей организации на территории г. Кохма начало свою деятельность с 29.09.2014, перед началом отопительного периода 2014 - 2015 годов, когда предприятие приняло на себя обязательства по эксплуатации котельной (бывшей котельной ООО «Теплоснаб»).

В целях обеспечения качественного теплоснабжения потребителей ООО «ИТЭС» разработало и представило в администрацию г.Кохма и Департамент энергетики и тарифов Ивановской области инвестиционную программу «Развитие системы теплоснабжения в г. Кохма на 2015 - 2020 годы», которая утверждена приказом Департамента энергетики и тарифов Ивановской области от 14.08.2015 № 89-П.

В соответствии с инвестиционной программой ООО «ИТЭС» выполнена одна из первоочередных задач предприятия, произведена замена 0,96 км теплотрассы с учетом увеличения диаметра существующих трубопроводов, установка котла, реконструкция 3 паровых котлов и перевод на водогрейный

режим, автоматизация процесса подпитки, замена сетевого насоса, установка частотных преобразователей, капитальный ремонт дымовой трубы.

Для снижения тарифа на отпускаемую тепловую энергию и обеспечения надежности собственных электрических нужд котельной ООО «ИТЭС» запланирован монтаж турбогенератора мощностью 0,5 МВт.

Численность населения г. **Комсомольск** составляет около 8 тыс. чел. Теплоснабжение населения осуществляется от котельной филиала «Ивановские ПГУ», а также угольной котельной, расположенной в северной части г. Комсомольск, в микрорайоне «Коммунар». Схема теплоснабжения была разработана в 2011 году и выявила фактические потери тепловой энергии порядка 26,5 тыс. Гкал или около 39,6% от отпускаемого тепла.

В 2022 - 2026 годах прогнозируется сокращение протяженности центральных тепловых сетей (ориентировочно на 19 км) в связи с газификацией потребителей частного сектора и их отказом от централизованного теплоснабжения.

В соответствии с разработанными схемами теплоснабжения администрации поселений Комсомольского муниципального района и теплоснабжающие организации планируют работы по оптимизации тепловых сетей поселений с заменой ветхих и изношенных трубопроводов, а при расчетном уменьшении максимальной отопительной нагрузки - с заменой на трубы меньшего диаметра.

9. Перспективы использования возобновляемых источников энергии на территории Ивановской области

Прогноз потребления топлива на территории Ивановской области до 2026 года приведен в таблице 69.

В среднесрочной перспективе природный газ останется самым эффективным и востребованным видом первичного топлива, которое является основным для большинства электростанций, производственных и отопительных котельных.

Вместе с тем, Правительство Ивановской области проводит целенаправленную работу по оптимизации топливного баланса Ивановской области, направленную на замещение природного газа местными видами топлива в жилищно-коммунальной сфере, где это не связано с ухудшением экологической обстановки.

Таблица 69

Прогноз потребления топлива на территории Ивановской области
до 2026 года, тыс. т.у.т.

Годы	2022	2023	2024	2025	2026
потребление топлива	1 279,873	1 292,672	1 305,598	1309,674	1322,77

Для Ивановской области, богатой лесными ресурсами, перспективным направлением является вовлечение в топливный баланс нетоварной древесины, отходов лесопиления и деревообработки. Сжигание опилок, щепы или топливных древесных гранул в коммунальной энергетике во многих случаях является не

менее выгодным, чем сжигание угля, мазута или газа. Использование торфа наиболее эффективно в качестве топлива на ТЭЦ малой и средней мощности. Строительство таких энергоисточников целесообразно рассматривать в городах Ивановской области, имеющих возможность централизации системы теплоснабжения, при этом мощность необходимо определять, исходя из потребностей населенных пунктов в электрической и тепловой энергии.

Ивановская область в силу ее географического положения и климатических условий не имеет возможности осуществлять широкое внедрение возобновляемых источников энергии (гидро-, геотермальной, солнечной и ветряной). Их влияние на топливно-энергетический баланс Ивановской области в прогнозный период останется минимальным.

Рациональное использование и экономное расходование органического топлива (угля, нефти, природного газа), повышение эффективности конечного потребления энергии во всех секторах экономики, развитие ВИЭ могут обеспечить потребности в энергии и являются действенным средством повышения устойчивости развития экономики и сохранения окружающей среды.

Основные стратегические цели использования ВИЭ и местных видов топлива:

- обеспечение устойчивого тепло- и электроснабжения населения и производственной сферы в зонах децентрализованного энергоснабжения;
- снижение экологической нагрузки от деятельности топливно-энергетического комплекса;
- снижение расходов на дальнепривозное топливо;
- снижение вредных выбросов от энергетических установок в населенных пунктах Ивановской области со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отдыха населения.

Отсутствие явно выраженного дефицита энергии и мощности, вырабатываемой и планируемой (вновь вводимой в эксплуатацию) к выработке за счет традиционных источников, а также конкретных и надежно реализуемых предложений инвесторов в сфере альтернативной энергетики в условиях явной ограниченности (регион является дотационным) бюджетных средств не позволяют Ивановской области масштабно использовать возобновляемые источники энергии.

Географические и геофизические условия расположения Ивановской области существенно сокращают возможности использования таких альтернативных источников, как гидроэнергия, солнечная энергия и энергия ветра. С учетом малого потенциала указанных источников энергии на территории Ивановской области в ближайшее время их использование в регионе не рассматривается.

Основным направлением использования ВИЭ в Ивановской области следует считать производство биотоплива за счет утилизации отходов текстильной, сельскохозяйственной, лесо- и торфодобывающей, перерабатывающих отраслей промышленности, а также переработки твердых бытовых отходов.

В Ивановской области, учитывая неустойчивость цен на топливные пеллеты, брикеты и гранулы на российском рынке, необходимо иметь развитые торфодобывающие организации и предприятия по глубокой переработке торфа,

древесины и сельхозпродукции. На их базе возможно создание линий по изготовлению нетрадиционного топлива.

Распространенным на территории Ивановской области ценным биоэнергетическим ресурсом является торф. Данный вид топлива считается альтернативным и экологически более чистым в отличие от угля, мазута. Кроме того, торф является возобновляемым видом топлива. Низкая себестоимость производства, экологическая чистота сгорания (малая доля серы), полное горение (малый остаток золы), появившиеся новые технологии сжигания определяют торф перспективным местным источником получения более дешевой и экологически чистой тепловой и электрической энергии.

Использование данного вида топлива создаст условия для развития в Ивановской области рентабельной торфяной отрасли топливно-энергетического комплекса.

В настоящее время на территории Ивановской области реализуется ряд пилотных проектов по строительству «энергоэффективных домов». В частности, известно, что ООО «Экопан-Иваново» рядом с д. Говядово ведется строительство «энергоэффективного дома», который будет получать энергию с помощью теплового насоса. Кроме того, группа компаний ARGO в рамках проекта «Деревня АРГО» также проводит проектирование и строительство экопоселка с широким применением таких альтернативных источников энергии, как солнечные батареи и тепловые насосы.

10. Заключение

1. На сегодняшний день энергетический комплекс Ивановской области успешно выполняет свою главную задачу – осуществляет надежное и гарантированное энергоснабжение потребителей Ивановской области, обеспечивает устойчивое развитие экономики и повышение качества жизни населения.

2. Реализация Схемы и программы позволит обеспечить:

- надежное функционирование энергосистемы Ивановской области в долгосрочной перспективе;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- определение объемов работ и капиталовложений в новое строительство, реконструкцию, расширение и техническое перевооружение электросетевых объектов для обеспечения их необходимой пропускной способности;
- баланс между производством и потреблением в энергосистеме Ивановской области;
- координацию инвестиционных планов развития субъектов электроэнергетики, осуществляющих деятельность на территории Ивановской области, схем территориального планирования Ивановской области.

3. Программа развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 - 2026 годы разработана Департаментом энергетики и тарифов Ивановской области на основании предложений АО «СО ЕЭС», а также субъектов электроэнергетики по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Ивановской области.

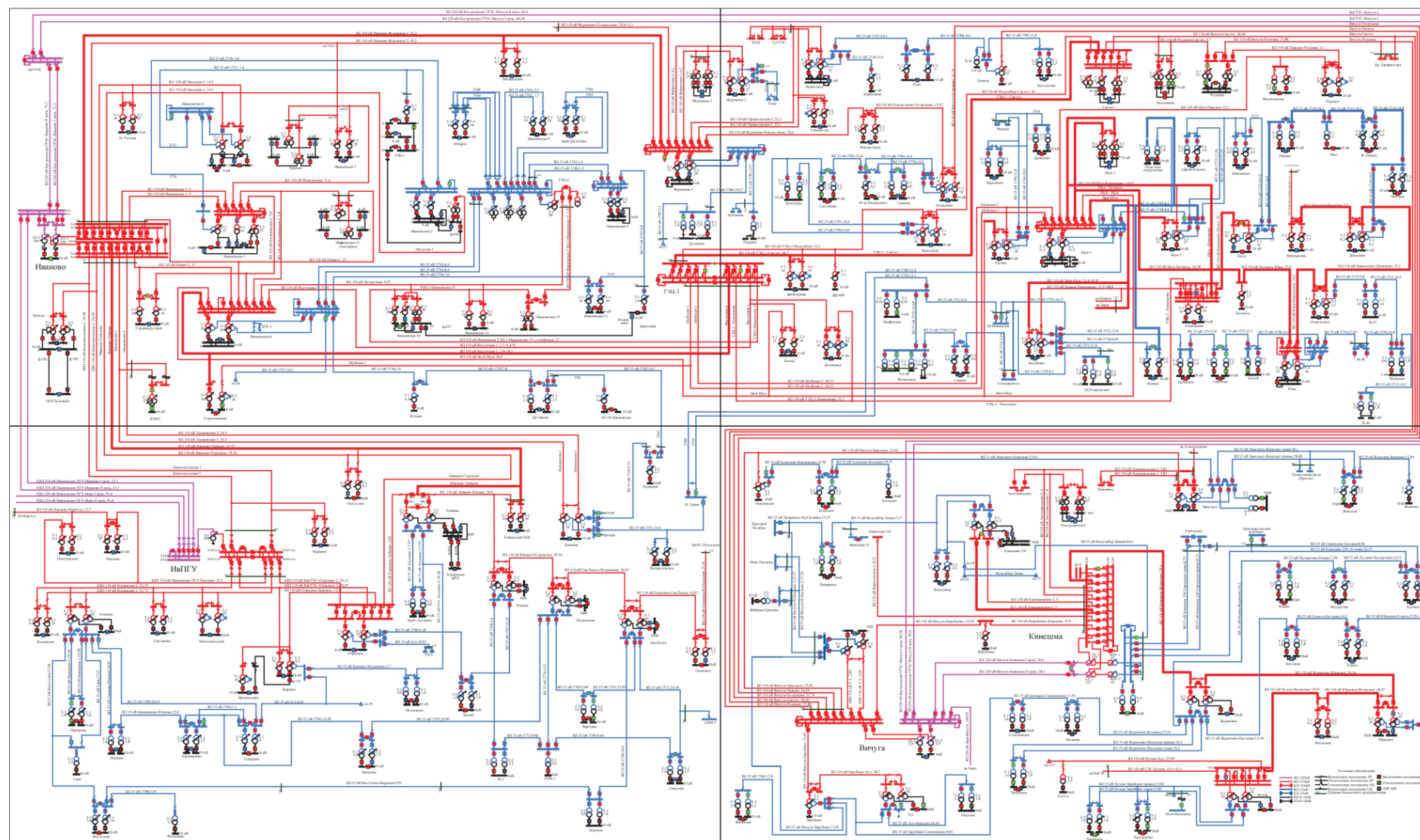
Вследствие дефицита доходной части областного бюджета и необходимости обеспечения основных расходных обязательств Ивановской области социальной направленности до настоящего времени не представилось возможным осуществить разработку схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на пятилетний период силами специализированной организации. На сегодняшний день осуществляется проработка вопроса о возможных источниках финансирования разработки схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на очередной пятилетний период развития в соответствии с техническим заданием, которое должно быть согласовано в установленном порядке с АО «СО ЕЭС».

Список приложений к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

1. Схема электрических соединений основной сети 35 – 110 кВ филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» нормальная на 2021 год (принята в качестве схемы размещения объектов электроэнергетики Ивановской области).
2. Состав основного оборудования электростанций филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс».
3. Перечень и характеристики воздушных линий электропередачи напряжением 500 – 220 кВ энергосистемы Ивановской области.
4. Перечень и характеристики подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Ивановской области.
5. Карта-схема электрических соединений филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2022 - 2026 годы.
6. Принципиальная схема электрических соединений филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2022 - 2026 годы.
7. Сводный перечень реализуемых и перспективных мероприятий по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики Ивановской области.
8. Технические характеристики воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 01.03.2021.
9. Технические характеристики ПС 35 кВ и выше филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 01.03.2021.

к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

Схема электрических соединений основной сети 35 - 110 кВ филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» нормальная на 2021 год (принята в качестве схемы размещения объектов электроэнергетики Ивановской области)



Приложение 2

к схеме и программе перспективного развития
электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

**Состав основного оборудования электростанций филиала
«Владимирский» ПАО «Т Плюс»**

Ст. №	Тип (марка) оборудования	Год ввода	Мощность электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч)	Степень износа (амортизации)
Ивановская ТЭЦ-2				
	Турбины паровые:			
1.	ПТ-25-90/10М	1980	25	100,0 %
2.	ПТ-25-90/10М	1981	25	100,0 %
3.	ПТР-65-8,8/1,2	1985	65	5,5 %
4.	ПТ-25-90/10М	1987	25	72,2 %
	Котлы энергетические:			
1.	ТП-170	1954	106,2	39,4 %
2.	ТП-170	1954	106,2	18,6 %
3.	ТП-170	1955	106,2	100,0 %
4.	ТП-170	1956	106,2	100,0 %
5.	ТП-170	1957	106,2	28,9 %
6.	ТП-170	1958	106,2	27,1 %
7.	БКЗ-220-100Ф	1967	129,8	19,1 %
8.	БКЗ-220-100Ф	1968	129,8	18,3 %
Ивановская ТЭЦ-3				
	Турбины паровые:			
1.	ПТ-60-130/13	1976	60	100,0 %
2.	Т-100/120-130-3	1978	110	35,1 %
3.	ПТ-80-130/13	1986	80	16,7 %
4.	ПТ-80-130/13	1991	80	27,1 %
	Котлы энергетические:			
1.	ТП-87	1976	250,9	14,3 %
2.	ТП-87	1978	250,9	62,6 %
3.	ТП-87	1982	250,9	18,6 %
4.	ТП-87	1987	250,9	8,3 %
5.	ТП-87	1991	250,9	20,5 %
	Котлы водогрейные:			
1.	КВГМ-100	1988	100	100,0 %
2.	КВГМ-100	1988	100	100,0 %

Приложение 3

к схеме и программе перспективного развития
электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

**Перечень и характеристики воздушных линий электропередачи
напряжением 500 – 220 кВ энергосистемы Ивановской области**

Наименование	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
		всего	по Ивановской области	
ВЛ-220 кВ				
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I цепь	1975	71,30	71,30	АС-400/51
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново II цепь	1983	70,76	70,76	АСО-400/51
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга I цепь	1969	60,37	60,37	АСО-400/51
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга II цепь	1980	60,13	60,13	АС-400/51
ВЛ 220 кВ Заря – Вичуга	1962	114,7	90,1	АС-300
ВЛ 220 кВ Вичуга – Кинешма I цепь	1993	28,8	28,1	АСО-300/39
ВЛ 220 кВ Вичуга – Кинешма II цепь	1978	28,8	28,1	АСО-300/39
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро I цепь	2009	89	31,32	АС-400
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро II цепь	2009	89	31,33	АС-400
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново I цепь	2011	25	25	АС-400/51
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново II цепь	2011	25	25	АС-400/51
Итого		662,86	521,51	

Приложение 4

к схеме и программе перспективного развития
электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

**Перечень и характеристики подстанций напряжением 220 кВ
энергосистемы Ивановской области**

Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Кол-во трансформаторов и мощность	Мощность ПС, МВА
ПС 220 кВ				
ПС 220 кВ Иваново	220/110/10	1976	2хАТДЦТН- 200000/220/110/10	400 МВА
ПС 220 кВ Кинешма	220/110/35/10	1978	2хАТДЦТН- 125000/220/110/35 2хТМ-4000/35/10	258 МВА
ПС 220 кВ Вичуга	220/110/35/6	2016	2хАТДЦТН- 125000/220/110/10 2хТРДТН- 40000/110/35/6	330 МВА
Итого				988 МВА

Краткая характеристика энергообъектов 220 кВ

ПС 220 кВ Иваново – 1977 года ввода в эксплуатацию. Питание ПС осуществляется по 4 ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Иваново-1, 2, ВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ» – Иваново-I, II и 2 ВЛ 110 кВ Комсомольская-1, 2. ПС 220 кВ Иваново осуществляет прием мощности от Костромской ГРЭС и «Ивановских ПГУ», распределение мощности в сеть 110 кВ Ивэнерго, является центром электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей г. Иваново, г. Фурманов, г. Тейково, п. Лежнево и прилегающих районов Ивановской области, крупные потребители – ООО МК «КРАНЭКС», ООО «ВЭМЗ», АО «Водоканал». К ПС 220 кВ Иваново подключены 14 линий 110кВ.

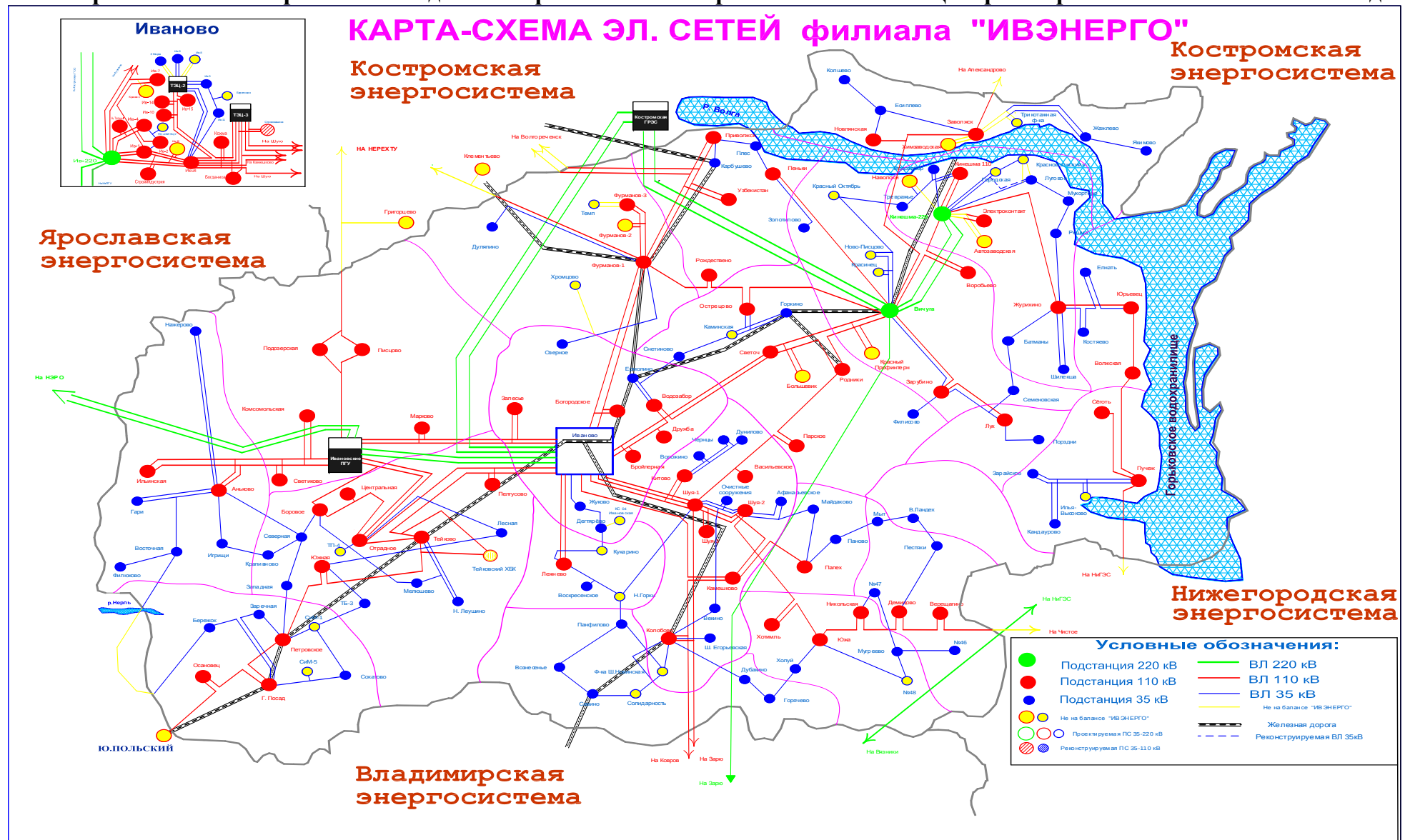
ПС 220 кВ Кинешма – 1978 года ввода в эксплуатацию. Питание ПС осуществляется по 2 ВЛ 220 кВ Вичуга – Кинешма-1, 2 от ПС 220 кВ Вичуга. ПС 220 кВ Кинешма является центром электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей г. Кинешма, Кинешемского и прилегающих районов Ивановской области, крупные потребители – ООО «ТДЛ Актив» (ранее ООО «Навтэк»), ООО «КейЭйСи» (ранее ОАО «Автоагрегат»), ОАО «Кинешемская ГЭС». КПС 220 кВ Кинешма подключены 7 линий 110 кВ, 4 линии 35 кВ, 3 линии 10 кВ.

ПС 220 кВ Вичуга – 1953 года ввода в эксплуатацию. В 2016 году завершена комплексная реконструкция ПС 220 кВ Вичуга со строительством подстанции на новой площадке. Питание ПС осуществляется по 2 ВЛ 220 кВ от Костромской ГРЭС. ПС 220 кВ Вичуга осуществляет прием мощности от Костромской ГРЭС, по стороне 220 кВ организует межсистемную связь между Владимирской и Ивановской областями и

переток мощности в Кинешемский энергоузел. ПС 220 кВ Вичуга является центром электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей г. Вичуга, Вичугского, Родниковского, Заволжского и прилегающих районов Ивановской области, крупные потребители – ЗАО «ПК Нордтекс», ООО «Машиностроительный завод», Вичугская городская электрическая сеть. К ПС 220 кВ Вичуга подключены 7 линий 110 кВ, 3 линии 35 кВ, 14 линий 6 кВ.

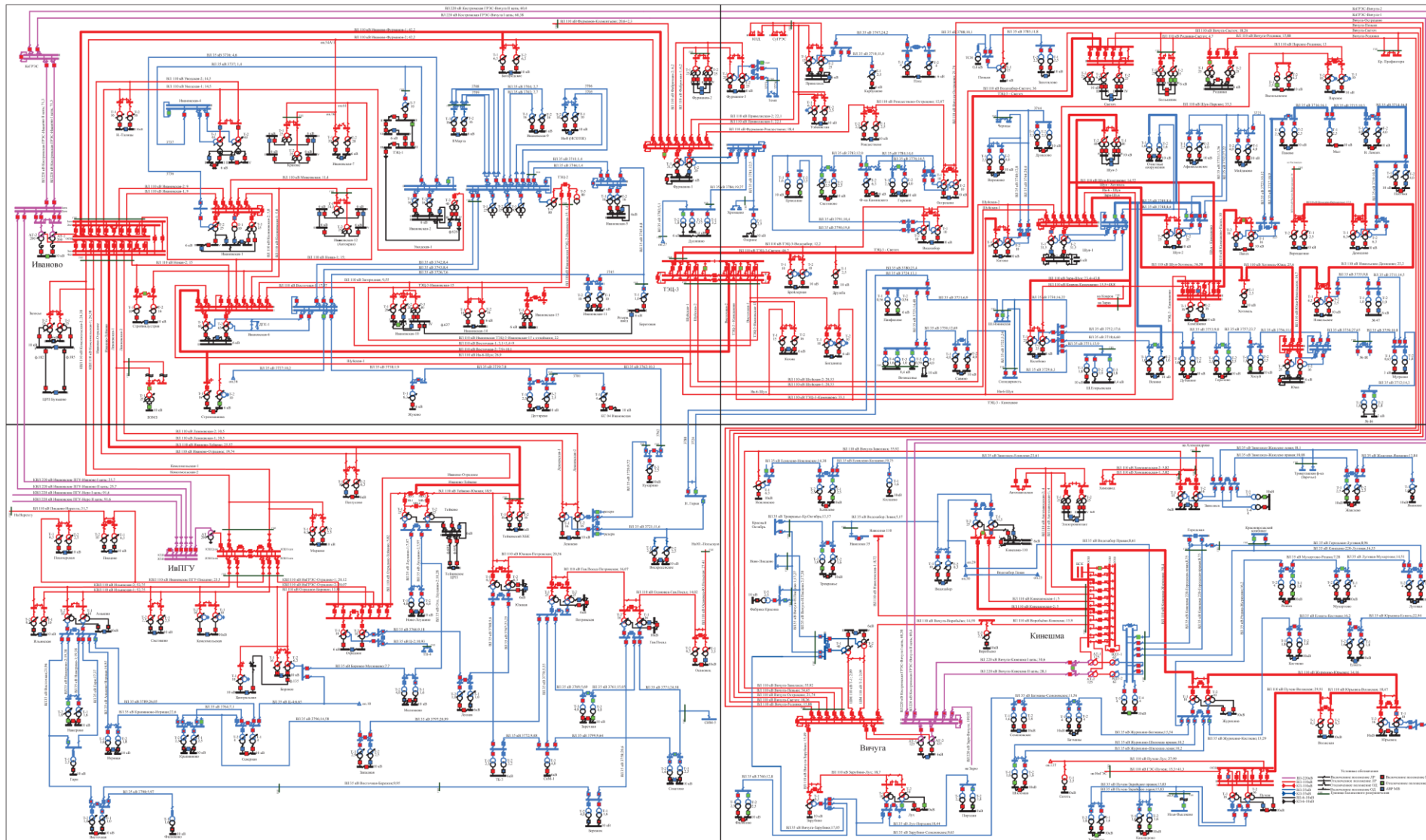
к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

Карта - схема электрических соединений филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2022 - 2026 годы



к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

Принципиальная схема электрических соединений филиала «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2022 – 2026 годы



Приложение 7

к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 - 2026 годы

Сводный перечень реализуемых и перспективных мероприятий по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики Ивановской области

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Параметры оборудования (в случае реконструкции – до и после проведения реконструкции)	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия	Примечание
1	Ивановские ПГУ	Ввод в эксплуатацию блока № 1	Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Установленная мощность: до ввода - 0 МВт; после – 325 МВт	Проект СиПР ЕЭС на 2021 - 2027 годы	2024	
2	ПС 110 кВ Кинешма	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ	Рабочие характеристики выключателей находятся в области предельно допустимых значений, что может привести к отказу выключателя при проведении оперативных переключений или отключении токов КЗ	2024	
3	ПС 110 кВ Петровская	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ		2022	
4	ПС 110 кВ Заволжск	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (2 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ		2024	
5	ПС 110 кВ Родники	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ		2024	

6	ПС 110 кВ Ивановская-6	Замена ТН 35-110 кВ (3 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	Замена ТН 35-110 кВ (3 шт)	Значительный срок эксплуатации	2022	
7	ПС 35 кВ Дегтярево	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ 2 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
8	ПС 110 кВ Шуя-1 ВЛ 3748	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2022	
9	ПС 110 кВ Шуя-1 (ВЛ 3780)	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
10	ПС 110 кВ Ивановская-6	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ (2 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ-110 кВ на ЭВ- 110 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
11	ПС 110 кВ Приволжск	Замена МВ-35 кВ на ВВ 35 кВ (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2024	
12	ПС 110 кВ Ивановская-6	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (2 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2022	
13	ПС 110 кВ Фурманов-1	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (1 шт)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2026	
14	ПС 110 кВ Пеньки	Замена МВ 35 кВ на ВВ-35 кВ (2 шт)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	МВ 35 кВ на ВВ- 35 кВ	Значительный срок эксплуатации	2026	
15	ПС 110 кВ Журихино	Замена МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ	филиал «Ивэнерго» ПАО	МВ-110 кВ на ЭВ- 110 кВ	Значительный срок эксплуатации	2026	

		(1 шт)	«МРСК Центра и Приволжья»				
16	ПС 110 Отрадное	Замена МВ 110 кВ на ЭВ-110 кВ (1 шт)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»		Значительный срок эксплуатации	2024	
17	ВЛ 35 кВ Кинешма 220 - Луговое	Подвес второй цепи ВЛ 35 кВ Кинешма 220 - Луговое на ж/б и металлических опорах на участке протяженностью 11 км	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»		Реконструкция ВЛ 35 кВ Кинешма 220 – Луговое предусмотрена для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Кинешмы и Кинешемского района, получающих питание от ПС Луговое	2023	
18	ПС 110 кВ Гав. Посад	Замена конденсаторной батареи с утилизацией ПХБ-содержащих конденсаторов (1 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»		Замена ПХБ-содержащего оборудования (ПХБ - полихлорированные бифенилы - одни из наиболее распространенных и опасных для окружающей среды и здоровья человека стойких органических загрязнителей)	2023	
19	ПС 110 кВ Ивановская-7	Замена конденсаторных батарей и утилизацией ПХБ-содержащих конденсаторов (2 шт.)	филиал «Ивэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»		Замена ПХБ-содержащего оборудования (ПХБ - полихлорированные бифенилы - одни из наиболее распространенных и опасных для окружающей среды и здоровья человека стойких органических загрязнителей)	2023	

к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 - 2026 годы

Общие данные о ВЛ 35 кВ и выше филиала «Ивэнерго» на 01.03.2021																						
ПОУчасток (для 2-х ур. системы)	Класс передаваемого напр., кВ	Диспетчерское наименование	Принадлежность	Наименование собственника (если ВЛ находится в аренде или обслуживании по договору ТО)	Год ввода в эксплуат.	Реконструкция		Год последнего кап. ремонта	Дата последнего технического освидетельствования	Тех. состояние	Установлена охранный зона, км (по цепям)	Границы ВЛ (наименование ПС)		Граница обслуживания (номер опоры)	Протяженность, км		Характеристика местности и протяженность ВЛ по этой местности, км					
						год проведения реконструкции	виды и объем работ, выполненных при реконструкции					от ПС	до ПС		по трассе	по цепям	лес и др. насаждения	болото	крупные овраги	поле, возделываемые земель.уч.	населенная местность	
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Ив. ПУ	110	ИВАНОВСКАЯ - I	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2015	2018	удовл.	9,00	Ив-1	Ив-220	оп.№1-45	9,00	9,00	5,82	0,40		2,78		
Ив. ПУ	110	ИВАНОВСКАЯ - II	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2015	2018	удовл.	9,00	Ив-1	Ив-220	оп.№1-45		9,00	5,82	0,40		2,78		
Ив. ПУ		КОМСОМОЛЬСКАЯ - I с отпайками на ПС Залесье, Марково.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																		
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2019	2018	удовл.	18,32	Ив-220	ИвГРЭС	№1-79	18,32	18,32	9,64	6,00		2,48	0,20	
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2014	2018	удовл.	5,74	Ив-220	ИвГРЭС	оп.№80-109	5,74	5,74	4,24			1,50		
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2013	2018	удовл.	0,64	ВЛ Комсомольская-1	Марково	№1-5	0,64	0,64	0,20	0,15		0,29		
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2014	2018	удовл.	2,80	ВЛ Комсомольская-1	Залесье	оп.№1-15	2,80	2,80	2,80					
Ив. ПУ		КОМСОМОЛЬСКАЯ – II с отпайками на ПС Залесье, Марково.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																		
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2019	2018	удовл.	18,32	Ив-220	ИвГРЭС	№1-79	0,55	18,32	13,14	6,30		3,02	0,20	

Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2014	2018	удовл.	5,74	Ив-220	ИвГРЭС	оп.№80- 109	0,00	5,74	4,24			1,50	
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2013	2018	удов.	0,64	ВЛ Комсомольская-2	Марково	№1-5	0,00	0,64	0,20	0,15		0,29	
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2014	2018	удовл.	2,80	ВЛ Комсомольская-2	Залесье	оп.№1-15	0,00	2,80	2,80				
Ив. ПУ	110	КОЛЯНОВСКАЯ - I с отп. Ивановская -12.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1987			2019	2018	удовл.	5,80	Ив-1	Ив-6	оп.№1-32	5,80	5,80	3,14				2,66
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2018	2018	удовл.	0,70	ВЛ Коляновская 1	ПС Ивановская-12	оп.№1-5	0,70	0,70					0,70
Ив. ПУ	110	КОЛЯНОВСКАЯ-II с отп. Стройиндустрия.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1987			2019	2018	удовл.	5,80	Ив-1	Ив-6	оп.№1-32		5,80	3,69				2,11
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2018	2018	удовл.	1,00	ВЛ Коляновская 2	ПС Стройиндустр ия.	оп.№1-4	1,00	1,00		1,00			
Ив. ПУ	110	НОВАЯ – I с отп. Ивановская -12.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1955			2018	2014	удовл.	15,00	Ив-220	Ив-6	оп.№1-80	15,00	15,00	5,27	0,40			6,00
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2019	2014	удовл.	0,70	ВЛ Новая 1	Ивановская-12	оп.№1-5		0,70					0,70
Ив. ПУ	110	НОВАЯ – II с отп. Стройиндустрия.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1955			2019	2014	удовл.	15,00	Ив-220	Ив-6	оп.№1-80		15,00	9,04	0,40			5,56
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2018	2014	удовл.	1,00	ВЛ Новая 2	Стройиндустр ия.	оп.№1-3		1,00		1,00			
Ив. ПУ	110	ЗАГОРОДНАЯ с отпайками на ПС Ив-10, ПС Ив-14	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963			2015	2019	удовл.	9,55	Ив-6	ГЭЦ-2	оп.№1-46	9,55	9,55	6,17	0,20			3,18

Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963			2015	2019	удовл.	0,30	ВЛ Загородная	Ивановская-10	оп.№1-4	0,30	0,30				0,30	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2015	2019	удовл.	0,10	ВЛ Загородная	Ивановская-14	оп.№1	0,10	0,10			0,10		
Ив. ПУ		ИВАНОВО – ТЕЙКОВО с отп. Пелгусово, ПС ХБК	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1982			2015	2019	удовл.	6,41	Ив-220	Тейково.	оп.№1-31	6,41	6,41	4,67		0,74	1,00	
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2015	2019	удовл.	22,75	Ив-220	Тейково	№ 31-128; 1-19	19,35	22,75	10,08	2,70	0,30	8,77	0,90
Ив. ПУ		ИВАНОВО – ОТРАДНОЕ с отп. Пелгусово.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ	110		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1982			2015	2019	удовл.	4,50	Ив-220	Отрадное.	оп.№1-31		6,41	3,00		1,50	0,00	
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО – ОТРАДНОЕ с отп. на ПС Пелгусово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2019	удовл.	13,63	Ив-220	Отрадное	№ 31-97	0,00	13,33	11,08	1,10	0,30	0,85	0,00
															0,00	0,13				0,13	
Ив. ПУ	110	МИНЕЕВСКАЯ с отп. на ПС Кранэжс.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1960	2016		2018	2019	удовл.	10,89	Ив-1	Ив-7	оп.№1-61	10,64	10,89	1,35		6,25	3,29	
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО - ФУРМАНОВ - I с отп. на ПС Богородское.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1984			2019	2019	удовл.	41,80	Ив-220	Фурманов.	оп.№1-176	41,80	41,80	30,07	1,20	2,50	8,03	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2019	2019	удовл.	1,30	ВЛ Иваново - Фурманов-1	Богородское	оп.№1-5	1,30	1,30	1,30				
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО - ФУРМАНОВ – II с отп. на ПС Ивановская-7, ПС Кранэжс, ПС Богородское.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1984			2019	2019	удовл.	41,92	Ив-220	Фурманов.	оп.№1-176	0,12	41,92	31,64	1,20	4,58	4,50	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2019	2019	удовл.	1,30	ВЛ Иваново - Фурманов-2	Богородское	оп.№1-5		1,30	1,30				
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1960			2019	2019	удовл.	2,80	ВЛ Иваново - Фурманов-2	Ивановская-7	оп.№6-15		2,80			2,80		

Ив. ПУ	110	УВОДСКАЯ – I с отп. на ПС Ивановская-2, ПС Н-Талицы.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2019	удовл.	14,50	Ив-220	Ив-4	оп.№1-67	14,50	14,50	9,07		2,43	3,00
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2015	2019	удовл.	1,70	ВЛ Уводская 1	Ивановская-2	оп.№1-10	1,70	1,70			1,70	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2015	2019	удовл.	1,30	ВЛ Уводская 1	Н-Талицы.	оп.№1-7	1,30	1,30			1,30	
Ив. ПУ	110	УВОДСКАЯ – II с отп. на ПС Н-Талицы.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2019	удовл.	14,50	Ив-220	Ив-4	оп.№1-67		14,50	8,62		2,88	3,00
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2015	2019	удовл.	1,30	ВЛ Уводская 2	Н-Талицы.	оп.№1-7		1,30			1,30	
Ив. ПУ	110	ВОСТОЧНАЯ – I с отп. на ПС Кохма, ПС Богданиха	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2019	2015	удовл.	17,57	ТЭЦ-3	Ив-6	оп.№1-88	14,39	17,57	13,47	0,57	3,53	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2018		удовл.	1,30	ВЛ Восточная 1	Кохма	оп.№1-7	1,30	1,30				1,30
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1995			2018		удовл.	0,06	ВЛ Восточная 1	Богданиха	оп.№1	0,06	0,06				0,06
Ив. ПУ	110	ВОСТОЧНАЯ - II. с отп. на ПС Строммашина,	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2018	2015	удовл.	17,85	ТЭЦ-3	Ив-6	оп.№1-93	17,85	17,85	12,67		5,18	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	2017					удовл.	0,91	ВЛ Восточная-2	Строммашина	оп.№1-7	0,09	0,91				0,91
Ив. ПУ	110	ТЭЦ – 3 -Ивановская-15 сотп. ПС Ив-10 . ПС Ив-14,	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1968			2018	2015	удовл.	22,00	ТЭЦ-3	Ивановская-15	оп.№1-112		22,00	1,20	0,20	13,88	6,72
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2019	2015	удовл.	0,10	ВЛ ТЭЦ 3-Ив-15	Ивановская-14	оп.№1		0,10			0,10	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963			2019	2015	удовл.	0,30	ВЛ ТЭЦ 3-Ив-15	Ивановская-10	оп.№1-4		0,30			0,30	

Ив. ПУ	110	ТЭЦ-2 -Ив-15	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	2008			2014		Хор.	1,39	ТЭЦ-2	Ив-15	оп.№1-89	1,39	1,39	0,77	0,30		0,32	
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 – СВЕТОЧ с отп. ПС Бройлерная	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2019	2015	удовл.	46,70	ТЭЦ-3	Светоч	оп.№1-214	35,19	46,70	39,88	0,80	0,40	5,02	0,60
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2019	2015	удовл.	0,10	ВЛ ТЭЦ 3 - Светоч	Бройлерная	оп.№1	0,10	0,10				0,10	
Ив. ПУ	110	ТЭЦ - 3 – ВОДОЗАБОР с отп. на ПС Бройлерная, ПС Дружба.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2015	2015	удовл.	12,20	ТЭЦ-3	Водозабор	оп.№1-65	12,20	12,20	10,86	0,40		0,64	0,30
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2015	2015	удовл.	0,30	ВЛ ТЭЦ-3 - Водозабор	Бройлерная.	оп.№1	0,30	0,30				0,30	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2015	2015	удовл.	8,30	ВЛ ТЭЦ-3 - Водозабор	Дружба	оп.№1-45	8,30	8,30	6,80	0,70		0,80	
ИЭС	110	ВОДОЗАБОР - СВЕТОЧ.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2019	2010	удовл.	36,20	Водозабор	Светоч	оп.№1-162		36,20	32,76	0,80	0,40	1,44	0,80
ИЭС	110	ЛЕЖНЕВСКАЯ - 1	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2019	2010	удовл.	30,50	Ив-220	Лежнево	оп.№1-150	30,50	30,50	26,46	2,50		1,22	0,32
ИЭС	110	ЛЕЖНЕВСКАЯ - 2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2019	2010	удовл.	30,50	Ив-220	Лежнево	оп.№1-150		30,50	26,16	2,50		1,52	0,32
Ив. ПУ	110	ПАРСКОЕ - РОДНИКИ.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1936			2019	2016	удовл.	13,00	Парское	Родники.	оп.№1-81	10,73	13,00	8,26			4,74	
Ив. ПУ	110	ФУРМАНОВ - РОЖДЕСТВЕНО	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1984			2019	2019	удовл.	18,20	Фурманов	Рождествено	оп.1-81	18,20	18,20	7,00	2,20		9,00	
Ив. ПУ	110	РОЖДЕСТВЕНО - ОСТРЕЦОВО	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1984			2016	2019	удовл.	12,10	Острцово	Рождествено	оп.№1-55	11,39	12,10	9,11	1,89		1,10	
Ив. ПУ	110	ПРИВОЛЖСКАЯ – I с отп. на ПС Узбекистан, ПС Волгореченск.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2019	2018	удовл.	22,10	Фурманов	Приволжск	оп.№1-112	22,10	22,10	16,70			5,40	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2016	2018	удовл.	15,40	ВЛ Приволжская-1	Узбекистан	оп.№1-78	15,40	15,40	4,20			11,20	

Ив. ПУ	110	ПРИВОЛЖСКАЯ – II с отп. на ПС Узбекистан, ПС Волгореченск.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"															
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974		2014	2018	удовл.	22,10	Фурманов	Приволжск	оп.№1-112		22,10	16,66			5,44
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979		2016	2018	удовл.	15,40	ВЛ Приволжская-2	Узбекистан	оп.№1-78		15,40	4,20			11,20
Ив. ПУ	110	ФУРМАНОВ - КЛЕМЕНТЬЕВО Фурм. МУ-20,6 км, Костр. ЭС-5,2 км. Общая длина ВЛ-25,8 км.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1961		2019	2019	удовл.	20,60	Фурманов	Клементьево	оп.№1-107	20,59	20,59	18,80			1,79
Ив. ПУ	110	ФАБРИЧНАЯ - I с отп. на ПС Фурманов-2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"															
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974		2019	2018	удовл.	6,20	Фурманов-1	Фурманов-3	оп.№1-32	6,20	6,20	3,66			1,54
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1982		2019	2018	удовл.	7,00	ВЛ Фабричная-1	Фурманов-2	оп.№1-36	7,00	7,00	2,73			0,53
Ив. ПУ	110	ФАБРИЧНАЯ - II с отп. на ПС Фурманов-2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"															
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974		2019	2018	удовл.	6,20	Фурманов-1	Фурманов-3	оп.№1-32		6,20	3,66			1,54
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1982		2019	2018	удовл.	7,00	ВЛ Фабричная-2	Фурманов-2	оп.№1-36		7,00	2,73			0,53
Ив. ПУ	110	ОТРАДНОЕ - ТЕЙКОВО	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1985		2014	2015	удов.	5,82	Отрадное	Тейково	№1-30	0,00	5,82	1,67	0,70	0,00	2,55
Ив. ПУ	110	ОТРАДНОЕ - БОРОВОЕ с отп. на ПС Центральная	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970		2019	2013	удовл.	16,79	Отрадное	Боровое	№ 1-71; 1-17	16,79	16,79	14,31	1,43	0,00	0,12
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ПИСЦОВО с отп. на ПС Подозёрская	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974		2019	2019	удовл.	30,79	ИвГРЭС	Писцово	№ 1-108; 1-40	30,80	30,91	8,85	1,10	0,00	20,76
Ив. ПУ	110	ПИСЦОВО - НЕРЕХТА с отп. на ПС Подозёрская, ПС Григорцево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974		2014	2018	удовл.	21,39	Писцово	Нерехта	№ 1-50; 1-46	11,26	21,39	11,70	1,10	0,00	8,59
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ИЛЬИНСКАЯ-I с отп. на ПС Комсомольская, ПС Светиково, ПС Аньково	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975		2019	2019	удовл.	54,64	ИвГРЭС	Ильинская	№ 1-286; 1-7; 1-4	54,65	54,65	26,40	10,80	0,40	16,84

Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ИЛЬИНСКАЯ-II с отп. на ПС Комсомольская, ПС Светиково, ПС Аньково	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2019	удовл.	54,64	ИвГРЭС	Ильинская	№ 1-286; 1-7; 1-4	0,16	54,65	26,40	10,80	0,40	16,85	0,20
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ОТРАДНОЕ - I	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1987			2018	2019	удовл.	20,10	ИвГРЭС	Отрадное	№ 1-83	20,10	20,10	14,57	3,10	0,00	2,33	0,20
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ОТРАДНОЕ - II с отп. на ПС Боровое	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1987			2018	2019	удовл.	29,45	ИвГРЭС	Отрадное	№ 1-83; 1-48	9,44	29,45	22,23	4,30	0,00	2,72	0,20
Ив. ПУ	110	ТЕЙКОВО - ЮЖНАЯ с отп. на ПС ХБК	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2018	2019	удовл.	20,38	Тейково	Южная	№ 1-93; № 1-8	20,34	20,34	10,87	7,40	0,30	1,77	0,00
Ив. ПУ	110	ЮЖНАЯ-ПЕТРОВСКАЯ	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2018	2019	удовл.	20,56	Южная	Петровская	№ 1-96	20,44	20,56	11	1,5	0,00	6,86	1,2
Ив. ПУ	110	ГАВ. ПОСАД - ПЕТРОВСКАЯ	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2015	2019	удовл.	15,87	Гав. Посад	Петровская	№ 1-66	12,31	16,07	5,70	1,40	0,00	8,47	0,50
Ив. ПУ	110	ОСАНОВЕЦ - ГАВ. ПОСАД	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2015	2019	удовл.	14,03	Осановец	Гав. Посад	№ 1-60	14,02	14,02	1,77	0,90	0,00	11,35	0,00
Ив. ПУ	110	Ю.ПОЛЬСКАЯ - ОСАНОВЕЦ	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2015	2013	удовл.	9,21	Юрьев Польская	Осановец	№ 71-108	7,26	9,20	1,39	0,60	0,00	7,21	0,00
Ив. ПУ	110	Уч.охр.напр.ВЛ-110кВ ИвГРЭС-Писцово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2014	2019	удовл.	1,64			№ 12-21	0,00	1,63	0,50	0,13	0,00	1,00	0,00
Ив. ПУ	110	Уч.охр.напр.ВЛ-110кВ Отрадное-Боровое	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2017	2009	удовл.	5,20			№ 17-41	0,11	5,19	4,80	0,14	0,00	0,25	0,00
Ив. ПУ/Шуйск. ПУ	110	Ив-6 - ШУЯ с отп. на ПС Кохма, ПС Китово.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ/Шуйск. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2019	2015	удовл.	26,90	Ив-6	Шуя	оп.№1-58	15,04	26,90	9,20	0,60	0,50	14,40	2,20
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2018		удовл.	1,30	ВЛ Ив 6 - Шуя	Кохма	оп.№1-8	1,30	1,30					1,30
Шуйск. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2018		хор	0,10	ВЛ Ив 6 - Шуя	Китово	Оп. №75	0,10	0,10		0,10			
Ив. ПУ/Шуйск. ПУ	110	ШУЙСКАЯ – I с отп. на ПС Строммашина,	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ/Шуйск. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1959			2019	2016	удовл.	20,54	ТЭЦ-3	Шуя	оп.№1-33	20,54	20,54	7,68	0,60	0,50	9,56	2,20
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	2017					удовл.	0,83	ВЛ Шуйская-1	Строммашина	оп.№1-6	0,88	0,88					0,88

Ив. ПУ/ Шуйск . ПУ	110	ШУЙСКАЯ – П с отп. на ПС Китово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ/ Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1959			2019	2016	удовл.	20,54	ТЭЦ-3	Шуя	оп.№1-33		20,54	7,61	0,60	0,50	9,63	2,20
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2015	2016	удовл.	0,10	ВЛ ТЭЦ-3 - Камешково	Китово	оп.№1		0,10	0,10				
Ив. ПУ/ Шуйск . ПУ	110	ТЭЦ - 3 – КАМЕШКОВО с отп. на ПС Богданиха.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ/ Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2019	2016	удовл.	33,11	ТЭЦ-3	Камешково	оп.№1-33	13,37	33,11	13,87	0,90	0,70	10,84	6,80
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1995			2018	2016	удовл.	0,76	ВЛ ТЭЦ-3 - Камешково	Богданиха	оп.№1-5	0,76	0,76				0,76	
Шуйск . ПУ	110	ШУЯ - ПАРСКОЕ с отп. на ПС Васильевское.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1936			2019	2016	удовл.	35,30	Шуя	Парское	оп.№108- 185	35,28	35,28	20,65	3,80	0,80	4,43	5,60
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2015	2016	удовл.	7,60	ВЛ Шуя - Парское	Васильевское	оп.№1-38	7,60	7,60	7,60				
Шуйск . ПУ	110	ШУЯ - КАМЕШКОВО с отп. на ПС Шуя-3, ПС Шуя-2.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2016	2019	удовл.	14,52	Шуя	Камешково	оп.№1-74	2,29	14,52	7,07	0,60	0,80	0,55	5,50
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1985			2016	2019	удовл.	2,10	ВЛ Шуя - Камешково	Шуя-3,	оп.№1-14	2,10	2,10				2,10	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2016	2019	удовл.	0,50	ВЛ Шуя - Камешково	Шуя-2.	оп.№1-3	0,50	0,50				0,50	
Шуйск . ПУ	110	КАМЕШКОВО - ПАЛЕХ	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2019	2015	удовл.	30,00	Камешково	Палех.	оп.№1- 134	30,00	30,00	12,24	0,60	0,20	12,76	4,20
Шуйск . ПУ	110	ШУЯ – ХОТИМЛЬ с отп. на ПС Шуя-3, ПС Шуя-2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1943			2019	2015	удовл.	36,57	Шуя	Хотимль	оп.№1- 103	36,56	36,56	26,63	3,80	0,40	0,07	5,66
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1985			2018	2015	удовл.	2,10	ВЛ Шуя – Хотимль	Шуя-3,	оп.№1-14		2,10					2,10

Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2019	2019	удовл.	55,17	Вичуга	Заволжск	3-11, 14- 250	55,13	55,18	17,64	0,50	1,00	36,04	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2019	2019	удовл.	8,47	ВЛ Вичуга- Заволжск	Новлянское	1-40	8,47	8,47	2,78		0,04	5,65	
Кин. ПУ	110	Кинешемская - 1	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1990			2014	2015	удовл.	5,17	Кинешма 220	Кинешма 110	1-27	0,16	5,17	0,50		0,10	3,12	1,50
Кин. ПУ	110	Кинешемская - 2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1990			2019	2015	удовл.	5,17	Кинешма 220	Кинешма 110	1-27	5,17	5,17	0,50		0,10	3,12	1,50
Кин. ПУ	110	Отп. на ПС Электроконтакт- 1	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1978			2014	2018	удовл.	1,82		Электроконта кт	1-10	1,82	1,82	1,15		0,20		0,47
Кин. ПУ	110	Отп. на ПС Электроконтакт- 2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1978			2014	2018	удовл.	1,82		Электроконта кт	1-10		1,82	1,15		0,20		0,47
Кин. ПУ	110	Кинешма-220 - Журихино	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2019	2019	удовл.	50,62	Кинешма 220	Журихино	1-208	50,62	50,62	21,74	0,30	0,95	27,63	
Кин. ПУ	110	Журихино - Юрьеvec	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2017	2019	удовл.	34,13	Журихино	Юрьеvec	1-142	33,60	34,13	18,54	0,55	0,35	14,69	
Кин. ПУ	110	Юрьеvec - Волжская	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1993			2017	2018	удовл.	18,54	Юрьеvec	Волжская	1-70	18,44	18,54	8,70		0,20	9,64	
Кин. ПУ	110	Пучеж - Волжская	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1997			2019	2019	удовл.	29,46	Пучеж	Волжская	1-124	28,68	29,46	3,29		0,60	25,57	
Кин. ПУ	110	Пучеж - Лух с отп. на ПС Сеготь	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1997			2019	2015	удовл.	25,70	Пучеж	Лух	149- 246	9,84	25,70	14,53		0,50	10,53	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1997			2013	2014	удовл.	1,43		Сеготь		0,07	1,43			0,10	1,40	
Кин. ПУ	110	ГЭС - Пучеж	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1996			2019	2019	удовл.	15,29		Пучеж	191-257	15,29	15,29	10,50	0,15	0,10	4,54	
Кин. ПУ	110	Заволжск - Александровская ф-ка	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1964			2019	2015	удовл.	9,62	Заволжск		1-41	7,61	9,61	3,98	0,20	0,10	5,33	
Кин. ПУ	110	Вичуга - Воробьево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2019	2019	удовл.	13,78	Вичуга	Воробьево	3-11, 14- 73	0,33	13,78	0,78		0,20	12,80	
Кин. ПУ	110	Вичуга - Зарубино	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2019	2019	удовл.	15,50	Вичуга	Зарубино	1-74	15,50	15,50	10,26	0,50		2,74	2,00

[illegible]

Ив. ПУ	35	3703	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1995			2019		удовл.	2,70	ТЭЦ-2	Ив-9	оп.№1-18	2,70	2,70	0,48				2,22
Ив. ПУ	35	3704	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1995			2019		удовл.	2,70	ТЭЦ-2	Ив-9	оп.№1-18		2,70	0,48				2,22
Ив. ПУ	35	3720	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1967			2019		удовл.	9,72	Лежнево-110	Кукарино	оп.№1-66	9,72	9,72	7,18			2,54	
Ив. ПУ	35	3721 с отп. на ПС Воскресенское	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2018	2015	удовл.	11,60	Лежнево-110	Н. Горки	оп.№1-65	11,60	11,60	8,50			3,10	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2019	2015	удовл.	8,70	ВЛ 3721	ПС Воскресенское	оп.№1-57	8,70	8,70	8,70				
Ив. ПУ	35	3726	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1995			2014	2015	удовл.	7,60	Ив-6	Ив-11	оп.№1-51	7,60	7,60	5,58	0,40		1,62	
Ив. ПУ	35	3727	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1960			2014	2015	удовл.	5,82	Ив-6	Строммашина	оп.№1-36	2,25	5,82	2,40			3,25	0,17
Ив. ПУ	35	3736	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1960			2019	2018	удовл.	4,60	Ив-1	Ив-2.	оп.№1-28	4,60	4,60	0,96				3,64
Ив. ПУ	35	3737 с отп. на ИвТЭЦ-1.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1929			2019	2018	удовл.	1,40	Ив-4	Ив-2.	оп.№1-10	0,10	1,40	1,00				0,40
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2016	2018	удовл.	0,20	ВЛ 3737	Ивгортеплосе ти.	оп.№1	0,20	0,20					0,20
Ив. ПУ	35	3738	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2019	2019	удовл.	1,90	Ив-6	Жуково	оп.№1-16	1,90	1,90	0,34			1,56	
Ив. ПУ	35	3739	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2016	2019	удовл.	7,80	Жуково	Дегтярёво	оп.№17- 66	7,80	7,80	7,06			0,74	
Ив. ПУ	35	3741	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2015	2015	удовл.	1,40	ТЭЦ-2	Ив-5.	оп.№1-7	1,40	1,40	0,32				1,08
Ив. ПУ	35	3742	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1967			2014	2019	удовл.	8,40	Ив-6	ТЭЦ-2	оп.№1-53	8,40	8,40	4,96				3,44

Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2019	2015	удовл.	14,50	Острцово	Фабрики Каминского	оп.№1-99	7,80	14,50	5,50	3,23		5,77	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1969			2013		удовл.	0,20	ВЛ 3784	Горкино	оп.№1-2	0,20	0,20				0,20	
Ив. ПУ	35	3786	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1955			2018	2016	удовл.	19,40	Фурманов-1	Дуляпино	оп.№1- 104	5,20	19,40	15,75	1,40		0,55	1,70
Ив. ПУ	35	3788	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2014	2016	удовл.	10,10	Плес	Пеньки	оп.№1-51	7,80	10,10	6,36	0,40	0,51	2,03	0,80
Ив. ПУ	35	3790 с отп. Ермолино.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2016	2019	удовл.	19,00	Водозабор	Светиново	оп.№1- 115	19,00	19,00	15,50	1,53	0,51	1,46	
Ив. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2016	2019	удовл.	0,10	ВЛ 3790	Ермолино	оп.№1	0,10	0,10				0,10	
Ив. ПУ	35	3791	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2016	2019	удовл.	10,40	Водозабор	Ермолино	оп.№1-71		10,40	10,00	1,53	0,51	1,64	
Ив. ПУ	35	3798	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2017	2015	удовл.	6,00	Восточная	Филлоково	№ 1-45	6,00	6,00	1,60	0,30	0,00	3,00	1,10
Ив. ПУ	35	Крапивново - Игрищи	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2019	2015	удовл.	22,80	Крапивново	Игрищи	№ 1-160	22,80	22,80	12,96	3,80	0,00	5,64	0,40
Ив. ПУ	35	Ц-2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972			2019	2018	удовл.	11,10	Отрадное	ТП-4 (В/Ч)	№ 1-45	11,00	11,07	9,50	1,50	0,30	0,23	0,00
Ив. ПУ	35	3766	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2015	2013	удовл.	9,20	Отрадное	Лесная	№ 1-46	9,20	9,20	7,46	1,70	0,00	0,04	0,00
Ив. ПУ	35	3767	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2019	2016	удовл.	23,30	Южная	Лесная	№ 1-111	9,09	23,30	16,55	2,60	0,00	4,15	0,00
Ив. ПУ	35	3768	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972			2015	2019	удовл.	5,70	Контево	Южная	№ 1-30	0,00	5,71	4,33	0,50	0,00	0,88	0,00
Ив. ПУ	35	3769	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2019	2015	удовл.	5,70	Петровская	Заречная	№ 1-40	5,69	5,70	1,25	0,50	0,00	2,75	1,20
Ив. ПУ	35	3761	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2017	2013	удовл.	15,05	Заречная	Гав.Посад	№1-96	7,39	15,05	6,95	3,12	0,00	3,58	1,40
Ив. ПУ	35	3758	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2019	2013	удовл.	20,60	Гав.Посад	Бережок	№ 1-130	20,60	20,61	2,26	2,50	0,00	14,95	0,90

Ив. ПУ	35	3772	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2018	2018	удовл.	8,95	ТБ-3 (Коптево)	СиМ-1 (Нерль)	№ 1-43	1,56	8,95	4,48	1,50	0,00	2,42	0,55
Ив. ПУ	35	3799	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2019	2015	удовл.	9,60	СиМ-1 (Нерль)	Сокатово	№ 1-65	9,60	9,60	3,55	1,80	0,00	3,55	0,70
Ив. ПУ	35	3770	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1994			2019	2018	удовл.	5,55	Петровская	СиМ-1 (Нерль)	№ 1-30	5,55	5,55	2,18	0,90	0,20	1,77	0,50
Ив. ПУ	35	Восточная - Бережок	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1971			2017	2015	удовл.	14,20	Восточная	Бережок	№ 1-66	14,20	14,20	6,70	1,80	0,00	5,70	0,00
Ив. ПУ	35	3797	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2019	2015	удовл.	20,99	Петровская	Западная	№ 1-91	19,99	20,99	10,50	2,80	0,30	6,49	0,90
Ив. ПУ	35	3789	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2019	удовл.	26,00	Северная	Аньково	№ 1-111	25,95	26,00	17,05	6,30	0,00	2,65	0,00
Ив. ПУ	35	Боровое - Мелюшево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2019	2015	удовл.	7,66	Боровое	Мелюшево	№ 1-45	3,78	7,66	3,40	1,70	0,00	1,46	1,10
Ив. ПУ	35	Гари	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2017	2018	удовл.	17,37	Аньково	Гари	№ 1-83	17,37	17,38	9,27	2,17	0,00	5,94	0,00
Ив. ПУ	35	Аньково - Игрищи	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2014	2019	удовл.	16,06	Аньково	Игрищи	№ 1-99	10,61	15,22	7,70	2,00	0,00	5,52	0,00
Ив. ПУ	35	3764	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972			2016	2018	удовл.	7,10	Северная	Крапивново	№ 1-35	1,75	7,11	5,89	0,70	0,00	0,52	0,00
Ив. ПУ	35	3796 с отп. на ПС Крапивново	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972			2016	2015	удовл.	16,53	Северная	Западная	№ 1-66; 1-11	16,53	16,54	16,45		0,00		0,09
Ив. ПУ	35	Ц-4 с отп. на ПС ТП-1	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2015	2013	удовл.	8,34	Боровое	ТП-1 (В/Ч)	№ 1-33; 1-10	7,72	8,35	8,35		0,00		0,00
Ив. ПУ	35	3771 с отп. на ПС Бушариха	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1987			2015	2016	удовл.	24,94	Гав.Посад	Сокатово	№ 1-135	24,94	24,94	7,22	2,60	0,90	14,22	0,00
Ив. ПУ	35	Леушино-1	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2018	2015	удовл.	8,00	Тейково	Новое Леушино	№ 1-46	0,00	8,01	5,15	1,40	0,00	0,76	0,70
Ив. ПУ	35	Леушино-2 с отп. на ПС Мелюшево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2018	2015	удовл.	18,50	Тейково	Новое Леушино	№ 1-46; 1-73	18,49	18,52	18,52				
Ив. ПУ	35	Восточная с отп. на ПС Гари	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2018	удовл.	22,02	Аньково	Восточная	№ 1-111	12,04	22,03	5,30	1,47	0,00	15,24	0,00
Ив. ПУ	35	Нажерово-1	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2019	2018	удовл.	19,60	Аньково	Нажерово	№ 1-118	19,60	19,60	7,27	3,60	0,00	8,73	0,00

Ив. ПУ	35	Нажерово-2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2019	2018	удовл.	19,59	Аньково	Нажерово	№ 1-118	3,35	19,46	10,06	3,60	0,00	5,80	0,00
Ив. ПУ	35	3779 парал. с ВЛ №3771	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2014	2016	удовл.	6,76			№ 1-34	0,00	6,76	2,50	0,26	0,00	4,00	0,00
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ №3766	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1983			2015	2013	удовл.	2,56			№ 3-17	0,00	2,56	2,10	0,26	0,00	0,20	0,00
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ №3796	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972			2016	2015	удовл.	6,66			№ 27-56	0,00	6,66	3,30	1,16	0,00	2,20	0,00
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ Ц-4	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2015	2013	удовл.	4,26			№ 8-27	0,00	4,26	4,26	0,00	0,00	0,00	0,00
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ Леушино-2	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1985			2014	2015	удовл.	5,14			№ 43-72	0,00	5,14	1,70	1,14	0,00	2,30	0,00
Шуйск . ПУ	35	3716	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2018	2010	удовл.	16,10	Мыт	Паново.	оп.№1- 100	16,10	16,10	12,43	3,22	0,20		0,25
Шуйск . ПУ	35	3717	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2018	2010	удовл.	16,90	Палех	Паново.	оп.№1- 121	16,80	16,90	9,42	2,10	0,20	2,98	2,20
Шуйск . ПУ	35	3718	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1980			2018	2010	удовл.	6,60	Векино	Колобово.	оп.№1-46	6,60	6,60	2,47	0,30		1,43	2,40
Шуйск . ПУ	35	3722	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2015	2010	удовл.	3,20	Савино	Солидарность.	оп.№1-24	3,20	3,20	1,68			0,50	1,02
Шуйск . ПУ	35	3723	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2019	2010	удовл.	10,10	Майдаково	Палех	оп.№1-48	7,40	10,10	1,99	0,30	0,16	4,45	3,20
Шуйск . ПУ	35	3724	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1964			2019	2010	удовл.	13,10	Панфилово	Н. Горки.	оп.№1-75	13,10	13,10	11,79		0,20		1,11
Шуйск . ПУ	35	3725	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1960			2019	2010	удовл.	14,50	Панфилово	ф-ка 1 Мая.	оп.№1- 103	14,50	14,50	10,76	1,08	0,16	0,32	2,18
Шуйск . ПУ	35	3729	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2016		удовл.	6,30	Колобово.	Ш-Новинск ф-ка	оп.№1-33	6,30	6,30	5,86		0,20		0,24
Шуйск . ПУ	35	3730 с отп. на ПС Шуйско- Нов. ф-ка.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1955			2019		удовл.	16,20	Колобово.	Солидарность.	оп.№1-92	9,66	16,20	12,31	2,08	0,20		1,61
Шуйск . ПУ	35		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1988			2018		удовл.	0,04	ВЛ 3730	Шуйско-Нов. ф-ка.	оп.№34-1	0,04	0,04					0,04
Шуйск . ПУ	35	3731	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1951			2019	2018	удовл.	6,90	Ш-Новинск ф-ка	Панфилово	оп.№1-47	6,90	6,90	5,27	0,60	0,20		0,83

Шуйск . ПУ	35	3732 с отп. на ПС Афанасьевское	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2019	2018	удовл.	27,30	Шуя	Майдаково	оп.№1- 152	27,30	27,30	3,72	0,64	0,25	19,49	3,20
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2019	2018	удовл.	1,50	ВЛ 3732	Афанасьевско е	оп.№1-13	1,50	1,50				1,50	
Шуйск . ПУ	35	3733	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2016	2018	удовл.	13,36	Шуя	Афанасьевско е	оп.№1-73	0,18	13,36	7,68	0,20	0,16		5,32
Шуйск . ПУ	35	3740 с отп. на ПС Ворожино	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2014	2019	удовл.	12,80	Китово	Черны	оп.№1-87	12,80	12,80	7,80	0,80	0,16	1,84	2,20
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2014	2019	удовл.	0,70	ВЛ 3740	Ворожино	оп.№1-6	0,70	0,70	0,50	0,20			
Шуйск . ПУ	35	3744 с отп. на ПС Ворожино, ПС Черны	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2015	2019	удовл.	20,00	Китово	Дунилово	оп.№1- 138	7,40	20,20	10,60	1,40	0,20	4,80	3,20
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2015	2019	удовл.	0,70	ВЛ 3744	Ворожино	оп.№1-6	0,00	0,70	0,50	0,20			
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1977			2015	2019	удовл.	0,20	ВЛ 3744	Черны	оп.№1	0,00	0,20				0,10	0,10
Шуйск . ПУ	35	3748 с отп. на ПС Очист. Сооружения.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2019	удовл.	8,60	Шуя-1	Шуя-2	оп.№1-55	8,60	8,60	2,80	0,16	0,10	3,54	2,00
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1996			2015	2014	удовл.	0,20	ВЛ 3748	Очист. Сооружения	оп.№1-2	0,20	0,20				0,20	
Шуйск . ПУ	35	3749 с отп. на ПС Векино, ПС Очист. Сооружения.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2015	удовл.	8,60	Шуя-1	Шуя-2	оп.№1-55		8,60	5,62	0,16	0,10	0,72	2,00
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2019	2015	удовл.	11,00	ВЛ 3749	Векино	оп.№1-66	11,00	11,00	6,56	0,20	1,00	2,24	1,00

Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1996			2015	2015	удовл.	0,20	ВЛ 3749	Очист. Сооружения	оп.№1-2		0,20			0,00	0,20	
Шуйск . ПУ	35	3750	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2019	2015	удовл.	13,00	Савино	ПС ф-ка 1 Мая.	оп.№1-71	11,15	13,00	7,70	0,70	0,10		4,50
Шуйск . ПУ	35	3751	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1955			2019	2015	удовл.	13,90	Колобово.	Ш-Новинск ф- ка	по.№1- 140	13,90	13,90	8,45	2,00	0,10	1,05	2,30
Шуйск . ПУ	35	3752	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1965			2019	2016	удовл.	17,60	Колобово.	Дубакино.	оп.№1- 106	17,50	17,60	11,71	2,52	0,10	1,77	1,50
Шуйск . ПУ	35	3753	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1979			2014	2016	удовл.	9,00	Дубакино.	Горячево.	оп.№1-54	9,00	9,00	5,47	1,85	0,10	0,06	1,52
Шуйск . ПУ	35	3780	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1950			2019	2016	удовл.	23,40	Шуя	Новые Горки.	оп.№1- 126	23,40	23,40	14,75	2,56	0,20	0,29	5,60
Шуйск . ПУ	35	3711	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1948			2019	2018	удовл.	14,50	Мугреево	№ 47	оп.№1-80	14,50	14,50	13,01	0,99			0,50
Шуйск . ПУ	35	3712	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1947			2019	2018	удовл.	14,30	Мугреево	№ 46	оп.№1-93	14,30	14,30	8,90	4,50	0,60		0,30
Шуйск . ПУ	35	3714	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1993			2019	2019	удовл.	16,80	В. Ландех	Пестяки	оп.№1- 129	16,80	16,80	14,78	0,34		0,68	1,00
Шуйск . ПУ	35	3715	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1993			2019	2019	удовл.	19,80	В.Ландех	Мыт	оп.№1- 148	19,00	19,80	14,70	0,30	3,80		1,00
Шуйск . ПУ	35	3719	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2016	2019	удовл.	10,50	Демидово	Пестяки	оп.№1-66	10,50	10,50	8,10	2,20			0,20
Шуйск . ПУ	35	3754	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1946			2018	2019	удовл.	21,90	Южа	№ 45	оп.№1- 134	21,90	21,90	21,62	0,02			0,30
Шуйск . ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1992			2015	2019	удовл.	5,60	№ 45	Талицы	оп.№1-33	5,60	5,60	2,90	1,95		0,45	0,30
Шуйск . ПУ	35	3755	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1940			2018	2015	удовл.	9,80	Никольское	№ 47	оп.№1-53	9,80	9,80	5,24	4,06			0,50
Шуйск . ПУ	35	3756	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963			2019	2015	удовл.	11,00	Южа	Холуй	оп.№1-75	11,00	11,00	5,55		0,15	5,00	0,30
Шуйск . ПУ	35	3757	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1978			2019	2016	удовл.	23,70	Холуй	Горячево	оп.№1- 140	23,70	23,70	14,31	3,05	0,15	5,59	0,60

Шуйск ПУ	35	3759	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1947			2019	2016	удовл.	10,90	Мутреево	Талицы	оп.№1-62	10,90	10,90	6,28	3,32	0,30		1,00
			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Кин. ПУ		3760	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Кин. ПУ	35		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2016	2019	удовл.	7,50	Зарубино	Филисово	1-93	7,44	7,53	3,58	0,30		3,22	0,43
Кин. ПУ	35		Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2011	2019	удовл.	5,30	Зарубино	Филисово	оп. №54- 93	5,30	5,30	5,30				
Кин. ПУ	35	3785	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2015	2018	удовл.	11,80	Пеньки	Золотилово	оп.№1-83	5,42	11,81	8,70	0,80		2,30	
Кин. ПУ	35	Вичуга - Зарубино	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1958			2019	2013	удовл.	17,25	Вичуга	Зарубино	1-95	17,05	17,25	11,16	0,50		3,59	2,00
Кин. ПУ	35	Вичуга - Н. Писцово-I	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2019	2018	удовл.	17,20	Вичуга	Н. Писцово	оп.№1-82	17,17	17,20	3,63			13,38	1,19
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2016	2018	удовл.	0,40	ВЛ Вичуга-Н. Писцово-1	Фабрики Красина	оп.№1-3	0,40	0,40				0,40	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2017	2018	удовл.	8,19	ВЛ Вичуга-Н. Писцово-1	Фабрики Кр. Октябрь	оп.№1-43	8,19	8,19	2,04			6,16	
Кин. ПУ	35	Вичуга - Н. Писцово-II	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2019	2018	удовл.	17,20	Вичуга	Н. Писцово	оп.№1-82		17,20	1,54			14,47	1,19
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2016	2018	удовл.	0,40	ВЛ Вичуга-Н. Писцово-2	Фабрики Красина	оп.№1-3		0,40				0,40	
Кин. ПУ	35	Зарубино - Семёновское с отпайкой на ПС Лух	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2019	2018	хор.	9,67	Зарубино	Семеновское	1-64	8,79	9,67	7,85	0,50		0,27	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1958			2016	2018	удовл.	17,28		Лух	1-89	15,68	17,28	8,68	0,80		7,07	0,60

Кин. ПУ	35	Лух - Порзди	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1970			2018	2019	хор.	18,66	Лух	Порзди	1-120	18,66	18,66	12,54	0,30	0,15	5,17	0,50
Кин. ПУ	35	Кинешма 220 - Луговое	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972			2019	2019	хор.	16,20	Кинешма 220	Луговая	1-104	11,07	16,20	8,12	0,30	0,30	7,41	0,10
Кин. ПУ	35	Луговое - Мухортово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1973			2016	2018	хор.	15,68	Луговое	Мухортово	1-104	11,64	15,68	5,50	0,30	0,15	9,60	
Кин. ПУ	35	Мухортово - Решма	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2014	2019	хор.	7,32	Мухортово	Решма	1-52	7,31	7,31	1,42		0,30	5,58	
Кин. ПУ	35	Решма - Журихино	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2017	2015	хор.	16,37	Решма	Журихино	1-77	2,24	16,37	4,31		0,25	11,79	
Кин. ПУ	35	Журихино - Батманы	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1974			2015	2019	хор.	15,57	Журихино	Батманы	1-111	15,04	15,57	2,02	0,70	0,30	12,55	
Кин. ПУ	35	Батманы - Семёновское	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1982			2018	2015	хор.	11,55	Батманы	Семеновское	1-74	11,50	11,55	5,04	0,20	0,05	6,26	
Кин. ПУ	35	Журихино - Шилекша Л.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1994			2019	2019	хор.	10,18	Журихино	Шилекша	1-63	10,18	10,18	3,43	0,30	0,50	5,95	
Кин. ПУ	35	Журихино - Шилекша Пр.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1994			2019	2019	хор.	10,18	Журихино	Шилекша	1-63	0,10	10,18	3,43	0,30	0,50	5,95	
Кин. ПУ	35	Журихино - Костяево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2014	2019	хор.	14,25	Журихино	Костяево	1-61	0,76	14,24	7,39	0,50	0,20	5,46	
Кин. ПУ	35	Юрьевец - Елнать	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1981			2017	2015	хор.	22,33	Юрьевец	Елнать	1-109	0,22	22,33	1,51	0,15	0,35	20,33	
Кин. ПУ	35	Елнать - Костяево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1975			2017	2019	хор.	14,67	Елнать	Костяево	1-74	8,27	14,67	2,50	0,15	0,15	11,87	
Кин. ПУ	35	Заволжск - Есиплево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2018	2015	хор.	23,62	Заволжск	Есиплево	1-141	8,99	23,62	5,83		0,50	16,79	0,50
Кин. ПУ	35	Есиплево - Новлянское	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1989			2019	2019	хор.	14,46	Есиплево	Новлянское	1-91	11,02	14,46	5,23	0,20	0,20	8,29	0,50
Кин. ПУ	35	Заволжск - Жажлево лев. с отпайкой на ПС Трикотажной фабрики.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1991			2015	2016	хор.	18,13	Заволжск	Жажлево	18-122	18,13	18,13	12,05	0,75	0,30	5,00	
Кин. ПУ	35	Заволжск - Жажлево прав. с отпайкой на ПС Трикотажной фабрики.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1991			2015	2016	хор.	18,13	Заволжск	Жажлево	18-122		18,13	12,05	0,75	0,30	5,00	
Кин. ПУ	35	Жажлево - Якимово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1991			2019	2016	хор.	13,87	Жажлево	Якимово	1-91	13,87	13,87	2,06	0,25	0,20	11,36	

Кин. ПУ	35	Водозабор лев. с отпайками на ПС Кинешма-110, ПС Третьяков	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1990		2014	2018	хор.	5,17	Кинешма 110	Водозабор	25-55	5,17	5,17	2,04	0,15	0,15	2,33	0,50
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963		2011	2018	хор.	1,30	Кинешма 110	1А-7А	1,30	1,30				0,89	0,40	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963		2017	2018	хор.	5,85	Третьяков	1-44	5,85	5,85	2,79	0,15	0,05	2,86		
Кин. ПУ	35	Водозабор прав. с отпайкой на ПС Кинешма-110	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1996		2015	2014	хор.	8,61	Кинешма 220	Водозабор	1-55	3,01	8,61	1,89	0,15	0,30	5,62	0,65
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1963		2014		хор.	1,30	Кинешма 110	1А-7А		1,30				0,89	0,40	
Кин. ПУ	35	Третьяков - Кр. Октябрь	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1965		2019	2017	удовл.	13,48	Третьяков	Кр. Октябрь	1-90	13,48	13,48	4,55	1,50	0,35	5,59	1,50
Кин. ПУ	35	Кинешма 220-Городская Л.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972		2015		хор.	8,75	Кинешма 220	Городская	1-63	8,75	8,75	4,58	0,20	0,25	2,62	1,10
Кин. ПУ	35	Кинешма 220-Городская Пр.	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1972		2015		хор.	8,75	Кинешма 220	Городская	1-63		8,75	4,58	0,20	0,25	2,62	1,10
Кин. ПУ	35	Городская - Луговая	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1937		2019	2017	удовл.	4,67	Городская	Луговое	1-43	4,66	4,66	0,40		0,75		3,51
Кин. ПУ	35	Пучеж - Зарайское Л. С отпайками на ПС Илья-Высоково, ПС Кандаурово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986		2016	2019	хор.	15,84	Пучеж	Зарайское	1-99	15,84	15,84	4,14	0,30	0,10	11,00	0,30
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986		2012	2019	хор.	0,79	Илья - Высоково	1-5	0,80	0,80	0,36	0,15		0,18	0,10	
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986		2016	2019	хор.	6,19	Кандаурово	1-42	6,19	6,19	2,31	0,10	0,10	3,68		
Кин. ПУ	35	Пучеж - Зарайское Пр. с отпайками на ПС Илья-Высоково, ПС Кандаурово	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"																
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986		2015	2019	хор.	15,84	Пучеж	Зарайское	1-99		15,84	4,14	0,30	0,10	11,00	0,30

Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2016	2019	хор.	0,79		Илья - Высоково	1-5А	0,08	0,80	0,36	0,15		0,18	0,10
Кин. ПУ			Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1986			2015	2019	хор.	6,19		Кандаурово	1-42А	0,07	6,19	2,31	0,10	0,10	3,68	
Кин. ПУ	35	Есиплево - Колшево	Собственное	Филиал "Ивэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"	1976			2019	2019	хор.	19,79	Есиплево	Колшево	1-133	19,79	19,79	11,29	0,60	0,25	7,55	0,10

Данные о протяженности ВЛ 35 кВ и выше филиала «Ивэнерго» на 01.03.2021

[illegible]

Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Ивановская-15, оп. № 73 - 103 - 6,37 км.			3,65	3,65	2,57	2,57	0,15				6,37	6,37
Ив. ПУ	110	Восточная - 1, оп. № 31-45-Ив-6			0,80	0,80	2,38	2,38					3,18	3,18
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Ивановская-10	отпайка	Ивановская-10	0,30	0,30							0,30	0,30
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Ивановская -14	отпайка	Ивановская-14	0,10	0,10							0,10	0,10
Ив. ПУ	110	МИНЕЕВСКАЯ с отп. на ПС Кранэкс. Общая длина ВЛ 10,89 км.	магистраль		1,46	1,71	1,10	1,10	2,87	4,88	0,33		10,64	10,89
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО - ФУРМАНОВ – I с отп. на ПС Богородское.	магистраль										0,00	0,00
Ив. ПУ	110	Иваново-Фурм - 2			5,50	5,50	16,73	16,73					22,23	22,23
Ив. ПУ	110	Иваново-Фурм - 2			1,74	1,74	17,83	17,83					19,57	19,57
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Богородское.	отпайка	Богородское	0,50	0,50	0,80	0,80					1,30	1,30
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО - ФУРМАНОВ – II с отп. на ПС Ивановская-7, ПС Кранэкс, ПС Богородское.	магистраль										0,00	0,00
Ив. ПУ	110	Иваново-Фурм - 1			0,12	5,86		16,49					0,12	22,35
Ив. ПУ	110	Иваново-Фурм - 1				1,74		17,83					0,00	19,57
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Ивановская-7.	отпайка	Ивановская-7		1,70		1,10					0,00	2,80
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Богородское.	отпайка	Богородское		0,50		0,80					0,00	1,30
Ив. ПУ	110	УВОДСКАЯ – I с отп. на ПС Ивановская-2, ПС Н-Талицы.	магистраль		4,00	4,00	10,50	10,50					14,50	14,50
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Ивановская-2	отпайка	Ивановская-2	1,50	1,50	0,20	0,20					1,70	1,70
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Н-Талицы	отпайка	Н-Талицы	0,40	0,40	0,90	0,90					1,30	1,30
Ив. ПУ	110	УВОДСКАЯ – II с отп. на ПС Н-Талицы.	магистраль			4,00		10,50					0,00	14,50
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Н-Талицы	отпайка	Н-Талицы		0,40		0,90					0,00	1,30
Ив. ПУ	110	ВОСТОЧНАЯ – I с отп. на ПС Кохма, ПС Богданиха	магистраль										0,00	0,00
Ив. ПУ	110	Загородная				0,80		2,38					0,00	3,18
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Ивановская-15			2,50	2,50	11,89	11,89					14,39	14,39

Ив. ПУ	110	ТЭЦ-2 -Ивановская-15	магистраль		1,39	1,39							1,39	1,39
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 – СВЕТОЧ с отп. ПС Бройлерная	магистраль										0,00	0,00
Ив. ПУ	110	Тэц-3 - Водозабор				6,00		5,20					0,00	11,20
Ив. ПУ	110	Водозабор - Светоч			7,50	7,50	27,69	28,00					35,19	35,50
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Бройлерная	отпайка	Бройлерная	0,10	0,10							0,10	0,10
Ив. ПУ	110	ВОДОЗАБОР - СВЕТОЧ.	магистраль										0,00	0,00
Ив. ПУ	110	Тэц-3 - Водозабор				0,40		0,30					0,00	0,70
Ив. ПУ	110	Тэц-3 - Светоч				7,50		28,00					0,00	35,50
Ив. ПУ	110	ТЭЦ - 3 – ВОДОЗАБОР с отп. на ПС Бройлерная, ПС Дружба.	магистраль										0,00	0,00
Ив. ПУ	110	Тэц - 3 - Светоч			5,00	5,00	6,20	6,20		0,30			11,50	11,50
Ив. ПУ	110	Водозабор - Светоч			0,30	0,30	0,40	0,40					0,70	0,70
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Бройлерная	отпайка	Бройлерная	0,30	0,30							0,30	0,30
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Дружба	отпайка	Дружба						8,30			8,30	8,30
Ив. ПУ	110	ПАРСКОЕ - РОДНИКИ.	магистраль			0,40		1,87	2,00	8,73			10,73	13,00
Ив. ПУ	110	ЛЕЖНЕВСКАЯ-1	магистраль		2,30	2,30	28,20	28,20					30,50	30,50
Ив. ПУ	110	ЛЕЖНЕВСКАЯ-2	магистраль			2,30		28,20					0,00	30,50
Ив. ПУ	110	ФУРМАНОВ - РОЖДЕСТВЕНО	магистраль		0,30	0,30	0,30	0,30	1,20	16,40			18,20	18,20
Ив. ПУ	110	РОЖДЕСТВЕНО - ОСТРЕЦОВО	магистраль			0,31		0,40	0,20	11,19			11,39	12,10
Ив. ПУ	110	ПРИВОЛЖСКАЯ – I с отп. на ПС Узбекистан, ПС Волгореченск.	магистраль		2,80	2,80	19,30	19,30					22,10	22,10
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Узбекистан	отпайка	Узбекистан	1,00	1,00	14,40	14,40					15,40	15,40
Ив. ПУ	110	ПРИВОЛЖСКАЯ – II с отп. на ПС Узбекистан, ПС Волгореченск.	магистраль			2,80		19,30					0,00	22,10
Ив. ПУ	110	Отпайка на ПС Узбекистан	отпайка	Узбекистан		1,00		14,40					0,00	15,40
Ив. ПУ	110	ФУРМАНОВ - КЛЕМЕНТЬЕВО Фурм. МУ-20,6 км, Костр. ЭС-5,2 км. Общая длина ВЛ-25,8	магистраль		1,90	1,90	12,30	12,30	0,47	2,59	3,33		20,59	20,59

Шуйск. ПУ	110	ШУЙСКАЯ – I с отп. на ПС Строммашина	магистраль		1,80	1,80	12,52	12,52					14,32	14,32
Шуйск. ПУ		ШУЙСКАЯ – II с отп. на ПС Китово	магистраль			1,80		12,52						14,32
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Китово	отпайка	Китово		0,10							0,00	0,10
Шуйск. ПУ	110	ТЭЦ - 3 – КАМЕШКОВО с отп. на ПС Богданиха.	магистраль										0,00	0,00
Шуйск. ПУ	110	Ив-6 - Шуя, оп. № 35- 101 - 13,75 км.				2,75		11,00					0,00	13,75
Шуйск. ПУ	110	Шуя-Заря, оп. № 101- 117 - 3,27 км.			1,27	1,27	2,00	2,00					3,27	3,27
Шуйск. ПУ	110	Ковров - Камешково, оп. № 117-152 - 7,37 км.			1,20	1,20	6,17	6,17					7,37	7,37
Шуйск. ПУ	110	Шуя - Камешково, оп. № 151-167 - 2,86 км.			1,00	1,00	1,73	1,73					2,73	2,73
Шуйск. ПУ	110	ШУЯ - ПАРСКОЕ с отп. на ПС Васильевское.	магистраль		0,83	0,83	1,37	1,37	1,00	9,83	22,25		35,28	35,28
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Васильевское	отпайка	Васильевс кое						7,60			7,60	7,60
Шуйск. ПУ	110	ШУЯ - КАМЕШКОВО - 14,52 км с отп. на ПС Шуя-3, ПС Шуя-2.	магистраль											
Шуйск. ПУ	110	Шуя-Хотимль, 2-ч цеп. ж/б, оп. ЛП-оп. № 1 - 48				2,20		7,31		0,08			0,08	9,59
Шуйск. ПУ	110	3733, 2-х цеп. ж/б, оп. № 48 - 60			0,40	0,40	1,81	1,81					2,21	2,21
Шуйск. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Камешково, 2- х цеп. ж/б, оп. № 60 - 75				1,00		1,72					0,00	2,72
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Шуя-3	отпайка	Шуя-3	1,40	1,40	0,70	0,70					2,10	2,10
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Шуя-2	отпайка	Шуя-2	0,30	0,30	0,20	0,20					0,50	0,50
Шуйск. ПУ	110	КАМЕШКОВО - ПАЛЕХ	магистраль										0,00	0,00
Шуйск. ПУ	110	Ковров - Камешково			1,00	1,00	1,70	1,70					2,70	2,70
Шуйск. ПУ	110	3733			2,00	2,00	6,00	6,00					8,00	8,00
Шуйск. ПУ	110								1,70	15,00			16,70	16,70

Шуйск. ПУ	110	3723			0,60	0,60	2,00	2,00					2,60	2,60
Шуйск. ПУ	110	ШУЯ – ХОТИМЛЬ с отп. на ПС Шуя-3, ПС Шуя-2.	магистраль											
Шуйск. ПУ		Шуя МУ												
Шуйск. ПУ	110	Шуя-Камешково, 2-х цеп. ж/б оп., ЛП-оп. № 1 - 46			1,50	1,50	8,05	8,05					9,55	9,55
Шуйск. ПУ	110	Одноцеп. ж/б, оп. № 46 - 100							1,20	9,92			11,12	11,12
Шуйск. ПУ	110	Дерево на ж/б прист., оп. № 100 - 125									5,52		5,52	5,52
Шуйск. ПУ	110	Одноцеп. ж/б, оп. № 125 - 137							0,20	2,40			2,60	2,60
Шуйск. ПУ		Южа МУ												
Шуйск. ПУ	110	Одноцеп. ж/б, оп. № 137 - 163							0,20	5,00			5,20	5,20
Шуйск. ПУ	110	Хотимль-Южа, 2-х цеп. ж/б оп., оп. № 163 -177			0,57	0,57	2,00	2,00					2,57	2,57
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Шуя-3	отпайка	Шуя-3		1,40		0,70					0,00	2,10
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Шуя-2	отпайка	Шуя-2		0,30		0,20					0,00	0,50
Шуйск. ПУ	110	ЗАРЯ - ШУЯ с отп. на ПС Колобово.	магистраль										0,00	0,00
Шуйск. ПУ	110	Ив-6 -Шуя				0,50		0,80					0,00	1,30
Шуйск. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Камешково				1,40		2,00					0,00	3,40
Шуйск. ПУ	110	Ковров - Камешково			3,80	3,80	35,76	35,76					39,56	39,56
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Колобово.	отпайка	Колобово			0,01	0,01					0,01	0,01
Шуйск. ПУ	110	КОВРОВ – КАМЕШКОВО с отп. на ПС Колобово.	магистраль										0,00	0,00
Шуйск. ПУ	110	Шуя-Заря				4,40		34,66					0,00	39,06
Шуйск. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Камешково				2,50		5,00					0,00	7,50
Шуйск. ПУ	110	Камешково - Палех				1,00		1,70					0,00	2,70
Шуйск. ПУ	110	Отпайка на ПС Колобово.	отпайка	Колобово				0,01					0,00	0,01

Шуйск. ПУ	110	ХОТИМЛЬ - ЮЖА	магистраль		1,81	2,43	12,42	14,99	0,14		8,04		22,41	25,60
Шуйск. ПУ	110	ЮЖА - НИКОЛЬСКОЕ	магистраль		0,30	0,30	0,70	0,70	0,30	13,40			14,70	14,70
Шуйск. ПУ	110	НИКОЛЬСКОЕ - ДЕМИДОВО	магистраль		0,50	0,90	3,60	4,20		0,30	17,89		22,29	23,29
Шуйск. ПУ	110	ВЕРЕЩАГИНО - ДЕМИДОВО	магистраль		0,20	0,80		3,50		0,30	12,89		13,39	17,49
Шуйск. ПУ	110	ЧИСТОЕ - ВЕРЕЩАГИНО Юж. МУ-14,0 км, Нижегородские ЭС-5,9 км. Общая длина ВЛ 19,9 км.	магистраль			0,20				3,00	10,80		13,80	14,00
Шуйск. ПУ	110	ПАЛЕХ - ЮЖА Принят участок ВЛ 110 кВ от п. Преображенское до ПС Южа-15,0 км. Участок опор № 84-116 - без провода, 6.85 км.	магистраль			2,00		6,15					0,00	8,15
		Всего 110кВ Шуйск. ПУ			23,73	46,90	110,62	201,07	4,74	66,83	77,39	0,00	283,30	396,93
Кин. ПУ	110	Воробьево - Кинешма	магистраль	магистраль					1,11	14,76			15,87	15,87
Кин. ПУ	110	Вичуга - Заволжск с отп. на ПС Новлянское Вичугский МУ-26,54 км. Кинешемский МУ-28,63 км. Общая длина ВЛ 55,17 км.	магистраль	магистраль	4,51	4,54	25,43	25,45	3,19	22,00			55,13	55,18
Кин. ПУ	110	Отпайка на ПС Новлянское	отпайка		0,37	0,37	3,00	3,00	0,13	4,97			8,47	8,47
Кин. ПУ	110	Кинешемская - 1	магистраль	магистраль		1,39		3,62	0,16				0,16	5,17
Кин. ПУ	110	Кинешемская - 2	магистраль	магистраль	1,55	1,55	3,62	3,62					5,17	5,17
Кин. ПУ	110	Отп. на ПС Электроконтакт-1	отпайка	отпайка	0,46	0,46	1,36	1,36					1,82	1,82
Кин. ПУ	110	Отп. на ПС Электроконтакт-2	отпайка	отпайка		0,46		1,36					0,00	1,82
Кин. ПУ	110	Кинешма-220 - Журихино	магистраль	магистраль	2,73	2,73	19,01	19,01	0,26	28,62			50,62	50,62
Кин. ПУ	110	Журихино - Юрьевец	магистраль	магистраль	1,84	2,37	31,76	31,76					33,60	34,13
Кин. ПУ	110	Юрьевец - Волжская	магистраль	магистраль	0,17	0,20	0,41	0,48		17,86			18,44	18,54
Кин. ПУ	110	Пучеж - Волжская	магистраль	магистраль	1,41	1,53	15,51	16,17	0,25	11,51			28,68	29,46

Кин. ПУ	110	Пучеж - Лух с отп. на ПС Сеготь	магистраль	магистраль		1,33		14,53	0,65	9,19			9,84	25,70
Кин. ПУ	110	Отпайка на ПС Сёготь	отпайка	отпайка		0,18		1,18	0,07				0,07	1,43
Кин. ПУ	110	ГЭС - Пучеж	магистраль	магистраль					2,52	12,77			15,29	15,29
Кин. ПУ	110	Заволжск - Александровская ф-ка	магистраль	магистраль		2,00				7,61			7,61	9,61
Кин. ПУ	110	Вичуга - Воробьёво	магистраль	магистраль		1,75		11,70	0,21	0,12			0,33	13,78
Кин. ПУ	110	Вичуга - Зарубино	магистраль	магистраль	0,04	0,04	0,06	0,06		15,40			15,50	15,50
Кин. ПУ	110	Зарубино - Лух	магистраль	магистраль	0,52	0,57	1,74	1,87		15,75			18,01	18,19
Кин. ПУ	110	ВИЧУГА - ПЕНЬКИ	магистраль		0,80	0,80	5,59	5,59					6,39	6,39
Кин. ПУ	110		магистраль			0,84	0,00	3,75	1,18	21,98			23,16	27,75
Кин. ПУ	110	Участок резервной связи (ВЛ 220 кВ оп. 56 -13/18)							0,23	2,27			2,50	2,50
Ив. ПУ	110	ВИЧУГА - ОСТРЕЦОВО	магистраль						0,40	10,77			11,17	11,17
Ив. ПУ	110		магистраль		0,86	0,84	3,42	3,63	0,09	5,71			10,08	10,27
Кин. ПУ		ВИЧУГА - РОДНИКИ с отп. на ПС Кр. Профинтерн.	магистраль											
Кин. ПУ	110	Вичуга - Светоч			0,70	0,70	6,42	6,42					7,12	7,12
Кин. ПУ	110	Родники - Светоч			0,80	0,80	0,43	0,43					1,23	1,23
Кин. ПУ	110	Вичуга - Родники				0,68		6,53					0,00	7,21
Кин. ПУ	110	Отпайка на ПС Кр.Профинтерн.	отпайка	Кр. Профинте рн		0,24		0,24					0,00	0,48
Кин. ПУ		РОДНИКИ – СВЕТОЧ с отп. на ПС Большевик.	магистраль										0,00	0,00
Кин. ПУ	110	Вичуга - Родники				0,80		0,43					0,00	1,23
Кин. ПУ	110	Вичуга - Светоч			1,00	1,00	2,55	2,55					3,55	3,55
Кин. ПУ	110	Отпайка на ПС Большевик.	отпайка	Большеви к	1,50	1,50	4,00	4,00					5,50	5,50
Кин. ПУ		ВИЧУГА - СВЕТОЧ с отп. на ПС Большевик, ПС Кр.Профинтерн.	магистраль										0,00	0,00
Кин. ПУ	110	Вичуга - Родники				0,70		6,42					0,00	7,12
Кин. ПУ	110	Родники - Светоч				1,00		2,55					0,00	3,55
Кин. ПУ	110	Вичуга - Светоч			0,68	0,68	6,44	6,53					7,12	7,21
Кин. ПУ	110	Отпайка на ПС Кр. Профинтерн.	отпайка	Кр. Профинте рн	0,24	0,24	0,24	0,24					0,48	0,48
Кин. ПУ	110	Отпайка на ПС	отпайка	Большеви		1,50		4,00					0,00	5,50

		Большевик.		к										
		Всего 110 кВ Кин. ПУ			20,18	33,80	130,98	188,48	10,45	201,28	0,00	0,00	362,90	434,01
		Всего 110 кВ			135,63	258,21	620,83	1112,12	31,52	403,90	81,05	0,00	1272,94	1886,80
		ВЛ 35 кВ												
Ив. ПУ	35	3703	магистраль		2,40	2,40	0,30	0,30					2,70	2,70
Ив. ПУ	35	3704	магистраль			2,40		0,30					0,00	2,70
Ив. ПУ	35	3720 с отп. на ПС Курилиха	магистраль		1,30	1,30	3,42	3,42	0,20	4,80			9,72	9,72
Ив. ПУ	35	3721 с отп. на ПС Воскресенское	магистраль						2,20	9,40			11,60	11,60
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Воскресенское	отпайка	Воскресен ское						8,70			8,70	8,70
Ив. ПУ	35	3726	магистраль		3,84	3,84	0,86	0,86		0,26	2,64		7,60	7,60
Ив. ПУ	35	3727	магистраль			2,16		1,41			2,25		2,25	5,82
Ив. ПУ	35	3736	магистраль		0,70	0,70	1,50	1,50	2,40				4,60	4,60
Ив. ПУ	35	3737 с отп. на ТСЦ Ивгортеплосети.	магистраль			1,20		0,10	0,10				0,10	1,40
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС ТСЦ Ивгортеплосети.	отпайка	ТСЦ Ивгортепл осеть							0,20		0,20	0,20
Ив. ПУ	35	3738	магистраль						0,90	1,00			1,90	1,90
Ив. ПУ	35	3739	магистраль		0,60	0,60	0,28	0,28		6,92			7,80	7,80
Ив. ПУ	35	3741	магистраль		1,40	1,40							1,40	1,40
Ив. ПУ	35	3742	магистраль		6,20	6,20	2,20	2,20					8,40	8,40
Ив. ПУ	35	3743	магистраль			6,20		2,20					0,00	8,40
Ив. ПУ	35	3745 с отп. Береговая.	магистраль			1,60				1,41	1,79		3,20	4,80
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Береговая	отпайка	Береговая						0,30			0,30	0,30
Ив. ПУ	35	3746	магистраль			1,40							0,00	1,40
Ив. ПУ	35	3762	магистраль			1,00		0,52	0,20	8,58			8,78	10,30
Ив. ПУ	35	3710 (стар. наименов. 3789)	магистраль		1,00	1,00	6,40	6,40		3,60			11,00	11,00
Ив. ПУ	35	3747	магистраль		0,50	2,30	1,80	7,20		7,10	7,40		16,80	24,00
Ив. ПУ	35	3776 с отп. Горкино.	магистраль		1,20	1,20	5,50	5,50	0,90	6,90			14,50	14,50
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Горкино	отпайка	Горкино				0,20					0,00	0,20

Ив. ПУ	35	3781 с отп. Хромцовский к-р. Отпайка на ПС Хромцовский к-ра находится на балансе карьера.	магистраль		0,30	0,30	1,00	1,00		0,20	11,00		12,50	12,50
Ив. ПУ	35	Участок ВЛ 35 кВ на двухцепных ж/б опорах, левая цепь.	магистраль		0,16	0,40	0,04	0,98					0,20	1,38
Ив. ПУ	35	3782	магистраль			1,00		4,00		0,10			0,10	5,10
Ив. ПУ	35	3783	магистраль		0,40	0,40	1,60	1,60	0,40	9,60			12,00	12,00
Ив. ПУ	35	Участок ВЛ 35 кВ на двухцепных ж/б опорах, левая цепь.	магистраль			0,40		1,60					0,00	2,00
Ив. ПУ	35	3784 с отп. Горкино.	магистраль			1,70		5,00		7,80			7,80	14,50
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Горкино	отпайка	Горкино			0,20	0,20					0,20	0,20
Ив. ПУ	35	3786	магистраль		1,00	3,20	4,00	16,00	0,10	0,10			5,20	19,40
Ив. ПУ	35	3788	магистраль			0,50		1,80	1,70	6,10			7,80	10,10
Ив. ПУ	35	3790 с отп. Ермолино.	магистраль		1,20	1,20	9,20	9,20	0,80	7,80			19,00	19,00
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Ермолино	отпайка	Ермолино	0,10	0,10							0,10	0,10
Ив. ПУ	35	3791	магистраль			1,20		9,20					0,00	10,40
Ив. ПУ	35	3798	магистраль		0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	5,77	0,00	0,00	6,00	6,00
Ив. ПУ	35	Крапивново - Игрищи	магистраль		0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	22,16	0,00	0,00	22,80	22,80
Ив. ПУ	35	Ц-2	магистраль		0,00	0,07	0,00	0,00	2,31	8,69	0,00	0,00	11,00	11,07
Ив. ПУ	35	3766	магистраль		0,42	0,42	2,22	2,22	0,96	5,60	0,00	0,00	9,20	9,20
Ив. ПУ	35	3767	магистраль		0,17	2,90	0,00	11,48	0,26	8,66	0,00	0,00	9,09	23,30
Ив. ПУ	35	3768	магистраль		0,00	0,80	0,00	4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,71
Ив. ПУ	35	3769	магистраль		0,59	0,59	1,36	1,36	0,33	3,42	0,00	0,00	5,69	5,70
Ив. ПУ	35	3761	магистраль		0,00	1,40	0,00	6,26	0,38	7,01	0,00	0,00	7,39	15,05
Ив. ПУ	35	3758	магистраль		0,81	0,81	4,75	4,75	0,00	15,04	0,00	0,00	20,60	20,61
Ив. ПУ	35	3772	магистраль		0,00	0,84	0,00	6,55	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	8,95
Ив. ПУ	35	3799	магистраль		0,31	0,31	0,49	0,49	0,31	8,49	0,00	0,00	9,60	9,60
Ив. ПУ	35	3770	магистраль		0,88	0,88	0,00	0,00	0,93	3,74	0,00	0,00	5,55	5,55
Ив. ПУ	35	Восточная - Бережок	магистраль		0,02	0,02	0,00	0,00	1,28	12,90	0,00	0,00	14,20	14,20
Ив. ПУ	35	3797	магистраль		0,00	1,00	0,00	0,00	2,75	17,24	0,00	0,00	19,99	20,99
Ив. ПУ	35	3789	магистраль		0,00	0,05	0,00	0,00	2,20	23,75	0,00	0,00	25,95	26,00
Ив. ПУ	35	Боровое - Мелюшево	магистраль		0,36	1,10	0,11	3,25	0,10	3,21	0,00	0,00	3,78	7,66
Ив. ПУ	35	Гари	магистраль		1,35	1,35	12,00	12,00	0,00	4,02	0,00	0,00	17,37	17,38

Ив. ПУ	35	Аньково - Игрищи	магистраль		0,00	0,56	0,00	4,04	1,00	9,61	0,00	0,00	10,61	15,22
Ив. ПУ	35	3764	магистраль		0,00	0,66	0,00	4,69	0,67	1,08	0,00	0,00	1,75	7,11
Ив. ПУ	35	3796 с отп. на ПС Крапивново	магистраль		0,94	0,94	10,96	10,96	0,96	1,72	0,00	0,00	14,58	14,59
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Крапивново	отпайка	Крапивно во	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54	1,41	0,00	0,00	1,95	1,95
Ив. ПУ	35	Ц-4 с отп. на ПС ТП-1	магистраль		0,43	0,86	3,65	3,83	0,70	1,25	0,00	0,00	6,02	6,65
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС ТП-1	отпайка	ТП-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	1,00	0,00	0,00	1,70	1,70
Ив. ПУ	35	3771 с отп. на ПС Бушариха	магистраль		2,70	2,70	11,49	11,49	0,34	10,27	0,00	0,00	24,80	24,80
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Бушариха	отпайка	Бушариха	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,08	0,00	0,00	0,14	0,14
Ив. ПУ	35	Леушино-1	магистраль		0,00	2,38	0,00	5,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,01
Ив. ПУ	35	Леушино-2 с отп. на ПС Мелюшево	магистраль		2,38	2,38	5,62	5,62	0,00	0,00	0,00	0,00	7,99	8,01
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Мелюшево	отпайка	Мелюшев о	0,94	0,94	4,24	4,24	0,46	4,86	0,00	0,00	10,50	10,51
Ив. ПУ	35	Восточная с отп. на ПС Гари	магистраль		0,17	1,19	0,00	8,96	1,59	10,26	0,00	0,00	12,02	22,01
Ив. ПУ	35	Отпайка на ПС Гари	отпайка	Гари	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
Ив. ПУ	35	Нажерово-1	магистраль		1,73	1,73	14,18	14,18	0,36	3,33	0,00	0,00	19,60	19,61
Ив. ПУ	35	Нажерово-2	магистраль		0,00	1,98	0,00	14,12	0,22	3,13	0,00	0,00	3,35	19,46
Ив. ПУ	35	3779 парал. с ВЛ №3771	магистраль		0,00	0,60	0,00	6,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,76
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ №3766	магистраль		0,00	0,34	0,00	2,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,56
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ №3796	магистраль		0,00	0,32	0,00	6,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,66
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ Ц-4	магистраль		0,00	0,60	0,00	3,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,26
Ив. ПУ	35	Уч.охран.напр.ВЛ-35кВ Леушино-2	магистраль		0,00	0,44	0,00	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,14
		Всего 35 кВ Ив. ПУ			36,48	78,54	109,34	247,14	30,20	289,93	25,28	0,00	491,23	671,09
Шуйск. ПУ	35	3716	магистраль		0,10	0,10			0,40	15,60			16,10	16,10
Шуйск. ПУ	35	3717	магистраль		0,10	0,20				16,70			16,80	16,90
Шуйск. ПУ	35	3718	магистраль						1,00	5,60			6,60	6,60
Шуйск. ПУ	35	3722	магистраль		0,64	0,64	1,25	1,25		1,00	0,31		3,20	3,20
Шуйск. ПУ	35	3723	магистраль			0,70		2,00	0,20	7,20			7,40	10,10
Шуйск. ПУ	35	3724	магистраль								13,10		13,10	13,10
Шуйск. ПУ	35	3725	магистраль		0,20	0,20	0,10	0,10		5,60	8,60		14,50	14,50
Шуйск.	35	3729	магистраль		1,30	1,30	5,00	5,00					6,30	6,30

ПУ														
Шуйск. ПУ	35	3730 с отп. на ПС Шуйско- Нов. ф-ка.	магистраль			1,54		5,00	0,10	6,00	3,56		9,66	16,20
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Шуйско-Нов. ф-ка.	отпайка	Шуйско- Нов. ф-ка.						0,04			0,04	0,04
Шуйск. ПУ	35	3731	магистраль								6,90		6,90	6,90
Шуйск. ПУ	35	3732 (стар. наименов. 3734) с отп. на ПС Афанасьевское	магистраль		0,80	0,80	1,80	1,80		24,70			27,30	27,30
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Афанасьевское	отпайка	Афанасье вское			1,50	1,50					1,50	1,50
Шуйск. ПУ	35	3733 - 13,36 км	магистраль											
Шуйск. ПУ	35	ВЛ 35 кВ 3732, 2-х цеп. ж/б, ЛП- оп. № 1 - 11				0,40		1,46					0,00	1,86
Шуйск. ПУ	35	ВЛ 110 кВ Шуя- Камешково, 2-х цеп. ж/б, оп. № 11 - 22				0,80		1,25					0,00	2,05
Шуйск. ПУ		Одноцепной уч-к, оп. № 22-23							0,18				0,18	0,18
Шуйск. ПУ	35	ВЛ 110 кВ Камешково- Палех, 2-х цеп. ж/б, оп. № 22 - 58				1,20		6,62					0,00	7,82
Шуйск. ПУ	35	ВЛ 35 кВ 3732, 2-х цеп. ж/б, оп. № 58 - 70				0,60		0,85					0,00	1,45
Шуйск. ПУ	35	3740 с отп. на ПС Ворожино	магистраль		3,50	3,50	9,30	9,30					12,80	12,80
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Ворожино	отпайка	Ворожино	0,20	0,20	0,50	0,50					0,70	0,70
Шуйск. ПУ	35	3744 с отп. на ПС Ворожино, ПС Чернцы	магистраль			3,50		9,30		7,40			7,40	20,20
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Ворожино	отпайка	Ворожино		0,20		0,50					0,00	0,70
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Чернцы	отпайка	Чернцы		0,20							0,00	0,20
Шуйск. ПУ	35	3748 с отп. на ПС Очистные сооружения.	магистраль		2,00	2,00	6,60	6,60					8,60	8,60
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Очистные сооружения.	отпайка	Очистные сооружен ия	0,10	0,10	0,10	0,10					0,20	0,20

Шуйск. ПУ	35	3749 с отп. на ПС Векино, ПС Очистные сооружения.	магистраль			2,00		6,60					0,00	8,60
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Векино	отпайка	Векино					1,00	10,00			11,00	11,00
Шуйск. ПУ	35	Отпайка на ПС Очистные сооружения.	отпайка	Очистные сооружен ия		0,10		0,10					0,00	0,20
Шуйск. ПУ	35	3750	магистраль			0,50		1,35			11,15		11,15	13,00
Шуйск. ПУ	35	3751	магистраль								13,90		13,90	13,90
Шуйск. ПУ	35	3752	магистраль			0,10					17,50		17,50	17,60
Шуйск. ПУ	35	3753	магистраль						0,30	8,70			9,00	9,00
Шуйск. ПУ	35	3780	магистраль				1,10	1,10	0,40	20,10	1,80		23,40	23,40
Шуйск. ПУ	35	3711	магистраль								14,50		14,50	14,50
Шуйск. ПУ	35	3712	магистраль								14,30		14,30	14,30
Шуйск. ПУ	35	3714	магистраль		0,20	0,20	0,60	0,60		16,00			16,80	16,80
Шуйск. ПУ	35	3715	магистраль			0,20		0,60		19,00			19,00	19,80
Шуйск. ПУ	35	3719	магистраль							10,50			10,50	10,50
Шуйск. ПУ	35	3754	магистраль										0,00	0,00
Шуйск. ПУ		3754									21,90		21,90	21,90
Шуйск. ПУ		(бывшая 3763)							0,50	5,10			5,60	5,60
Шуйск. ПУ	35	3755	магистраль						0,10	2,00	7,70		9,80	9,80
Шуйск. ПУ	35	3756	магистраль						0,70	4,20	6,10		11,00	11,00
Шуйск. ПУ	35	3757	магистраль						1,00	22,70			23,70	23,70
Шуйск. ПУ	35	3759	магистраль						0,20	4,80	5,90		10,90	10,90
		Всего 35 кВ Шуйск. ПУ			9,14	21,28	27,85	63,48	6,08	212,94	147,22	0,00	403,23	451,00
Кин. ПУ	35	3760								5,30			5,30	5,30
Кин. ПУ	35		магистраль			0,09				7,44			7,44	7,53
Кин. ПУ	35	3785							0,46	4,96			5,42	5,42
Кин. ПУ	35					0,80		5,59					0,00	6,39
Кин. ПУ	35	Вичуга - Зарубино	магистраль			0,11		0,09	0,78	2,73	13,54		17,05	17,25

Кин. ПУ	35	Вичуга - Н. Писцово-I	магистраль		3,02	3,02	14,15	14,18					17,17	17,20
Кин. ПУ	35	Отпайка на фабрику Красина	отпайка	фабрика Красина	0,12	0,12	0,28	0,28					0,40	0,40
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Фабрику Кр.Октябрь	отпайка	Фабрика Кр. Октябрь					2,50	5,69			8,19	8,19
Кин. ПУ	35	Вичуга - Н. Писцово-II	магистраль			3,02		14,18					0,00	17,20
Кин. ПУ	35	Отпайка на фабрику Красина	отпайка	фабрика Красина		0,12		0,28					0,00	0,40
Кин. ПУ	35	Зарубино-Семёновское с отп. на ПС Лух	магистраль		0,25	0,25	0,10	0,98	0,16	8,29			8,79	9,67
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Лух	отпайка	Лух		0,38		1,23		0,98	14,69		15,68	17,28
Кин. ПУ	35	Лух - Порздни	магистраль		0,16	0,16	0,51	0,51	0,38	17,61			18,66	18,66
Кин. ПУ	35	Кинешма 220 0 -Луговое	магистраль		0,25	1,63	0,18	3,93	0,43	10,21			11,07	16,20
Кин. ПУ	35	Луговое - Мухортово	магистраль			0,84		3,20		11,64			11,64	15,68
Кин. ПУ	35	Мухортово - Решма	магистраль		0,26	0,26	1,42	1,42	0,06	5,57			7,31	7,31
Кин. ПУ	35	Решма - Журихино	магистраль			1,46		12,67		2,24			2,24	16,37
Кин. ПУ	35	Журихино - Батманы	магистраль			0,25		0,27	0,27	14,77			15,04	15,57
Кин. ПУ	35	Батманы - Семёновское	магистраль		0,24	0,28	0,27	0,27	0,14	10,86			11,51	11,55
Кин. ПУ	35	Журихино - Шилекша Л.	магистраль		0,96	0,96	9,22	9,22					10,18	10,18
Кин. ПУ	35	Журихино - Шилекша Пр.	магистраль			0,86		9,22	0,10				0,10	10,18
Кин. ПУ	35	Журихино - Костяево	магистраль			1,06		12,42		0,76			0,76	14,24
Кин. ПУ	35	Юрьево - Елнать	магистраль			1,85		20,27		0,22			0,22	22,34
Кин. ПУ	35	Елнать - Костяево	магистраль		0,87	1,33	7,40	13,34					8,27	14,67
Кин. ПУ	35	Заволжск - Есиплево	магистраль			0,94		13,69		8,99			8,99	23,62
Кин. ПУ	35	Есиплево - Новлянское	магистраль			0,32		3,12	0,14	10,89			11,02	14,46
Кин. ПУ	35	Заволжск - Жажлево Л.	магистраль		1,60	1,60	16,53	16,53					18,13	18,13
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Трикотажной фабрики	На балансе потребителя.										0,00	0,00
Кин. ПУ	35	Заволжск - Жажлево Пр.	магистраль			1,60		16,53					0,00	18,13
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Трикотажной фабрики	На балансе потребителя.										0,00	0,00
Кин. ПУ	35	Жажлево - Якимово	магистраль						0,61	13,26			13,87	13,87
Кин. ПУ	35	Водозабор Л. с отпайками	магистраль		1,37	1,37	3,79	3,79					5,17	5,17
Кин. ПУ		Отпайка на ПС Кинешма 110 Л.	отпайка	Кинешма 110	0,76	0,76	0,53	0,53					1,30	1,30
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС «Навтекс»	На балансе потребителя.										0,00	0,00
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Тревразье	отпайка	Тревразье					0,12	5,73			5,85	5,85

Кин. ПУ	35	Водозабор Пр.	магистраль			1,62		3,98	0,36	2,65			3,01	8,61
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Кинешма 110 Пр.	отпайка	Кинешма 110		0,76		0,53					0,00	1,30
Кин. ПУ	35	Тревражье - Кр.Октябрь	магистраль							5,56	7,92		13,48	13,48
Кин. ПУ	35	Кинешма 220- Городская, лев.	магистраль		8,75	8,75							8,75	8,75
Кин. ПУ	35	Кинешма 220- Городская, прав.	магистраль			8,75							0,00	8,75
Кин. ПУ	35	Городская - Луговое	магистраль						0,11	1,77	2,79	0,00	4,66	4,66
Кин. ПУ	35	Отп. На ПС Красноволжского к-та	На балансе потребителя.										0,00	0,00
Кин. ПУ	35	Пучеж - Зарайское Л.	магистраль		1,71	1,71	14,13	14,13					15,84	15,84
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Илья- Высоково Л.	отпайка	Илья- Высоково			0,71	0,71		0,08			0,80	0,80
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Кондаурово Л.	отпайка	Кондауро во	0,30	0,30	5,83	5,83		0,07			6,19	6,19
Кин. ПУ	35	Пучеж-Зарайское Пр.	магистраль			1,71		14,13					0,00	15,84
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Илья- Высоково Пр.	отпайка	Илья- Высоково				0,71		0,08			0,08	0,80
Кин. ПУ	35	Отпайка на ПС Кондаурово Пр.	отпайка	Кондауро во		0,30		5,83		0,07			0,07	6,19
Кин. ПУ	35	Есиплево - Колшево	магистраль							19,79			19,79	19,79
		Всего 35 кВ Кин. ПУ			20,60	49,33	75,05	223,57	6,61	178,21	38,94	0,00	319,41	496,67
		Всего 35 кВ			66,22	149,15	212,23	534,19	42,89	681,08	211,44	0,00	1213,87	1618,75

Пропускная способность и нагрузка ЛЭП 35 кВ и выше филиала «Ивэнерго» в нормальном режиме								
ПО/Участок (для 2-х ур. системы)	Класс передаваемого напр., кВ	Диспетчерское наименование	Длина ЛЭП по цепям, км		Марка, сечение провода по магистрали с наименьшим сечением	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А	Примечание
			общая	по магистрал и				
1	2	3	5	6	7	8	9	10
Ив. ПУ	110	Ивановская 1	9,00	9,00	АС-185	510	100	
Ив. ПУ	110	Ивановская 2	9,00	9,00	АС-185	510	90	
Ив. ПУ	110	Комсомольская 1	8,54	5,74	АС, АСО-240	610	120	
Ив. ПУ	110	КОМСОМОЛЬСКАЯ - I с отпайками на ПС Марково, ПС Залесье	18,96	18,32	АС 240/39	605,00	120	
Ив. ПУ	110	Комсомольская 2	8,54	5,74	АС, АСО-240	610	140	
Ив. ПУ	110	КОМСОМОЛЬСКАЯ - II с отпайками на ПС Марково, ПС Залесье	18,96	18,32	АС 240/39	605,00	140	
Ив. ПУ	110	Коляновская 1	6,50	5,80	АС-240	610	72	
Ив. ПУ	110	Коляновская 2	6,80	5,80	АС-240	610	64	
Ив. ПУ	110	Новая 1	15,70	15,00	АС-120	380	55	
Ив. ПУ	110	Новая 2	16,00	15,00	АС-120	380	52	
Ив. ПУ	110	Загородная	9,95	9,55	АС-150	450	158	
Ив. ПУ	110	Минеевская	10,89	10,89	АС-120	380	56	
Ив. ПУ	110	Иваново - Фурманов 1	43,10	41,80	АС-185	510	100	
Ив. ПУ	110	Иваново - Фурманов 2	46,02	41,92	АС-185	485	150	
Ив. ПУ	110	Уводская 1	17,50	14,50	АС-185	510	110	
Ив. ПУ	110	Уводская 2	15,80	14,50	АС-185	510	160	
Ив. ПУ	110	Восточная 1	18,93	17,57	АС-185	510	92	
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Ивановская-15	22,40	22,00	АС-185	450	92	
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-2 - Ивановская-15	1,39	1,39	АС-185	450	92	
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Светоч	46,80	46,70	АС-120	380	31	
Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Водозабор	20,80	12,20	АС-120	380	31	
Ив. ПУ	110	Шуя - Парское	42,88	35,28	АС-150	450	65	
Ив. ПУ	110	Парское - Родники	13,00	13,00	АС-150	450	80	
Ив. ПУ	110	Водозабор - Светоч	36,2	36,2	АС-120	380	31	
Ив. ПУ	110	Лежневская 1	30,50	30,50	АС-120	380	10	
Ив. ПУ	110	Лежневская 2	30,50	30,50	АС-95	330	10	
Ив. ПУ	110	Фурманов - Рождествено	18,20	18,20	АС-120	380	115	

Ив. ПУ	110	Рождествено - Острцово	12,10	12,10	АЖ-120	380	120	
Ив. ПУ	110	Вичуга - Острцово	21,25	21,44	АС-120	380	136	
Ив. ПУ	110	Приволжская 1	37,50	22,10	АС-95	330	40	
Ив. ПУ	110	Приволжская 2	37,50	22,10	АС-95	330	40	
Ив. ПУ	110	Фурманов - Клементьево	20,59	20,59	АС-120	380	5	
Ив. ПУ	110	Фабричная 1	13,20	6,20	АС-120	380	60	
Ив. ПУ	110	Фабричная 2	13,20	6,20	АС-120	380	20	
Ив. ПУ	110	Вичуга - Пеньки	34,14	34,14	АС-120	380	22	
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО – ТЕЙКОВО с отп. на ПС Пелгусово, ПС ХБК	29,16	25,76	АС 185/24	510,00	90	
Ив. ПУ	110	ИВАНОВО – ОТРАДНОЕ с отп. на ПС Пелгусово	19,74	19,87	АС 185/24	510,00	100	
Ив. ПУ	110	ОТРАДНОЕ - ТЕЙКОВО	5,82	5,82	АС 240/39	505,00	81	
Ив. ПУ	110	ОТРАДНОЕ - БОРОВОЕ с отп. на ПС Центральная	16,79	13,91	АС 120/19	380,00	60	
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ПИСЦОВО с отп. на ПС Подозёрская	30,91	23,17	АС 120/19	380,00	64	
Ив. ПУ	110	ПИСЦОВО - НЕРЕХТА с отп. на ПС Подозёрская, ПС Григорцево	21,39	12,23	АС 120/19	380,00	37	
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ИЛЬИНСКАЯ-I с отп. на ПС Комсомольская, ПС Светиково, ПС Аньково	54,65	52,78	АС 70/11	265,00	17	
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ИЛЬИНСКАЯ-II с отп. на ПС Комсомольская, ПС Светиково, ПС Аньково	54,65	52,78	АС 70/11	380,00	17	
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ОТРАДНОЕ - I	20,10	20,10	АС 185/24	510,00	18	
Ив. ПУ	110	ИвГРЭС - ОТРАДНОЕ - II с отп. на ПС Боровое	29,45	19,97	АС 185/24	510,00	17	
Ив. ПУ	110	ТЕЙКОВО - ЮЖНАЯ с отп. на ПС ХБК	20,34	18,90	АС 185/24	510,00	110	
Ив. ПУ	110	ЮЖНАЯ-ПЕТРОВСКАЯ	20,56	20,56	АС 185/24	380,00	110	
Ив. ПУ	110	ГАВ. ПОСАД - ПЕТРОВСКАЯ	16,07	16,07	АС 120/19	380,00	63	
Ив. ПУ	110	ОСАНОВЕЦ - ГАВ. ПОСАД	14,02	14,02	АС 120/19	380,00	32	
Ив. ПУ	110	Ю.ПОЛЬСКАЯ - ОСАНОВЕЦ	9,20	9,20	АС 120/19	380,00	50	
Шуйск. ПУ	110	Восточная 2	18,76	17,85	АСУ-240	605	109	

Шуйск. ПУ, Ив. ПУ	110	Ив-6 - Шуя	28,30	26,90	АСУ-240	605	78	
Шуйск. ПУ, Ив. ПУ	110	Шуйская 1	21,42	20,54	АСО-240	605	145	
Шуйск. ПУ, Ив. ПУ	110	Шуйская 2	20,64	20,54	АСО-240	605	145	
Шуйск. ПУ, Ив. ПУ	110	ТЭЦ-3 - Камешково	33,87	33,11	АС-185	510	120	
Шуйск. ПУ	110	Шуя - Камешково	17,12	14,52	АС-185	510	65	
Шуйск. ПУ	110	Камешково - Палех	30,00	30,00	АС-185	510	12	
Шуйск. ПУ	110	Шуя - Хотимль	39,16	36,56	М-70	340	175	
Шуйск. ПУ	110	Заря - Шуя	44,26	44,26	АС-120	390	60	
Шуйск. ПУ	110	Ковров - Камешково	49,27	49,26	АС-120	380	90	
Шуйск. ПУ	110	Хотимль - Южа	25,60	25,60	М-70	340	120	
Шуйск. ПУ	110	Южа - Никольское	14,70	14,70	АЖ-120	380	110	
Шуйск. ПУ	110	Никольское - Демидово	23,39	23,39	АС-120	380	99	
Шуйск. ПУ	110	Демидово - Верещагино	17,49	17,49	АС-120	380	95	
Шуйск. ПУ	110	Чистое - Верещагино	14,00	14,00	АС-120	375	91	
Ив. ПУ	35	3703	2,70	2,70	АС-185	300	137	
Ив. ПУ	35	3704	2,70	2,70	АС-185	300	150	
Ив. ПУ	35	3720	9,72	9,72	АС-70	150	0	
Ив. ПУ	35	3721	20,30	11,60	АС-70	100	0	
Ив. ПУ	35	3726	7,60	7,60	АС-120	380	48	
Ив. ПУ	35	3727	5,82	5,82	АС-120	300	54	

Ив. ПУ	35	3736	4,60	4,60	AC-185	400	10	
Ив. ПУ	35	3737	1,60	1,40	AC-185	510	140	
Ив. ПУ	35	3738	1,90	1,90	AC-120	300	68	
Ив. ПУ	35	3739	7,80	7,80	AC-70	265	45	
Ив. ПУ	35	3741	1,40	1,40	AC-150	445	120	
Ив. ПУ	35	3742	8,40	8,40	AC-150	445	108	
Ив. ПУ	35	3743	8,40	8,40	AC-150	445	108	
Ив. ПУ	35	3745	5,10	3,50	AC-120	380	120	
Ив. ПУ	35	3746	1,40	1,40	AC-150	445	120	
Ив. ПУ	35	3747	24,00	24,00	AC-50	200	22	
Ив. ПУ	35	3762	10,30	10,30	AC-70	265	12	
Ив. ПУ	35	3776	14,50	14,50	AC-95	200	30	
Ив. ПУ	35	3781	13,88	12,50	AC-70	200	48	
Ив. ПУ	35	3783	12,00	12,00	AC-95	200	3	
Ив. ПУ	35	3784	14,70	14,50	AC-95	200	5	
Ив. ПУ	35	3785	11,81	11,81	AC-35	150	8	
Ив. ПУ	35	3786	19,40	19,40	AC-95	270	8	
Ив. ПУ	35	3788	10,10	10,10	AC-70	200	50	
Ив. ПУ	35	3710	11,00	11,00	AC-70	150	5	
Ив. ПУ	35	3790	19,10	19,00	AC-50	200	4	
Ив. ПУ	35	3791	10,40	10,40	AC-95	150	11	
Ив. ПУ	35	3798	6,00	6,00	AC 50/8,0	75,00	7	
Ив. ПУ	35	Крапивново - Игрищи	22,80	22,80	AC 50/8,0	50,00	0	
Ив. ПУ	35	Ц-2	11,07	11,07	AC 95/16	75,00	2	
Ив. ПУ	35	3766	9,20	9,20	AC 95/16	70,00	13	
Ив. ПУ	35	3767	23,30	23,30	AC 95/16	50,00	7	
Ив. ПУ	35	3768	5,71	5,71	AC 95/16	50,00	10	
Ив. ПУ	35	3769	5,69	5,70	AC 50/8,0	110,00	0	
Ив. ПУ	35	3761	15,05	15,05	AC 50/8,0	125,00	25	
Ив. ПУ	35	3758	20,61	20,61	AC 50/8,0	75,00	19	
Ив. ПУ	35	3772	8,95	8,95	AC 95/16	100,00	40	
Ив. ПУ	35	3799	9,60	9,60	AC 120/19	110,00	10	
Ив. ПУ	35	3770	5,55	5,55	AC 120/19	100,00	3	
Ив. ПУ	35	Восточная - Бережок	14,20	14,20	AC 70/11	50,00	0	
Ив. ПУ	35	3797	20,99	20,99	AC 70/11	95,00	9	
Ив. ПУ	35	3789	26,00	26,00	AC 70/11	75,00	1	
Ив. ПУ	35	Боровое - Мелюшево	7,66	7,66	AC 70/11	85,00	13	
Ив. ПУ	35	Гари	17,38	17,38	AC 70/11	120,00	22	

Ив. ПУ	35	Аньково - Игрищи	10,61	15,22	АС 50/8,0	120,00	7	
Ив. ПУ	35	3764	7,11	7,11	АС 95/16	75,00	5	
Ив. ПУ	35	3796 с отп. на ПС Крапивново	16,54	14,59	АС 95/16	60,00	3	
Ив. ПУ	35	Ц-4 с отп. на ПС ТП-1	8,35	6,65	АС 95/16	50,00	4	
Ив. ПУ	35	3771 с отп. на ПС Бушариха	24,94	24,80	АС 70/11	110,00	20	
Ив. ПУ	35	Леушино-1	8,01	8,01	АС 95/16	207,00	0	
Ив. ПУ	35	Леушино-2 с отп. на ПС Мелюшево	18,52	8,01	АС 95/16	110,00	26	
Ив. ПУ	35	Восточная с отп. на ПС Гари	22,03	22,01	АС 70/11	75,00	0	
Ив. ПУ	35	Нажерово-1	19,61	19,61	АС 70/11	75,00	10	
Ив. ПУ	35	Нажерово-2	19,46	19,46	АС 70/11	75,00	10	
Шуйск. ПУ	35	3711	14,50	14,50	М-35	100	52	
Шуйск. ПУ	35	3712	14,30	14,30	АС-50	100	2	
Шуйск. ПУ	35	3714	16,80	16,80	АС-50	200	8	
Шуйск. ПУ	35	3715	19,80	19,80	АС-50	150	0	
Шуйск. ПУ	35	3716	16,10	16,10	АС-120	100	0	
Шуйск. ПУ	35	3717	16,90	16,90	АС-50	200	15	
Шуйск. ПУ	35	3718	6,60	6,60	АЖ-95	150	2	
Шуйск. ПУ	35	3719	10,50	10,50	АС-95	150	46	
Шуйск. ПУ	35	3722	3,20	3,20	АС-70	100	18	
Шуйск. ПУ	35	3723	10,10	10,10	АС-120	150	0	
Шуйск. ПУ	35	3724	13,10	13,10	АС-70	200	6	
Шуйск. ПУ	35	3725	14,50	14,50	А-50	150	10	
Шуйск. ПУ	35	3729	6,30	6,30	Ас-120	300	17	
Шуйск. ПУ	35	3730	16,24	16,2	А-50	200	25	

Шуйск. ПУ	35	3731	6,90	6,90	АС-70	200	5	
Шуйск. ПУ	35	3732	28,80	27,30	АС-120	200	45	
Шуйск. ПУ	35	3733	13,36	13,36	АС-50	150	4	
Шуйск. ПУ	35	3740	13,50	12,80	АС-70	150	22	
Шуйск. ПУ	35	3744	21,10	20,20	АС-70	100	17	
Шуйск. ПУ	35	3748	8,80	8,60	АС-120	100	50	
Шуйск. ПУ	35	3749	19,80	8,60	АС-120	100	5	
Шуйск. ПУ	35	3750	13,00	13,00	АС-70	100	6	
Шуйск. ПУ	35	3751	13,90	13,90	АС-50	150	10	
Шуйск. ПУ	35	3752	17,60	17,60	АС-50	200	5	
Шуйск. ПУ	35	3753	9,00	9,00	АС-50	100	6	
Шуйск. ПУ	35	3780	23,40	23,40	АС-120	300	67	
Шуйск. ПУ	35	3754	27,50	27,50	АС-120	200	0	
Шуйск. ПУ	35	3755	9,80	9,80	АЖ-120	200	30	
Шуйск. ПУ	35	3756	11,00	11,00	АС-35	150	5	
Шуйск. ПУ	35	3757	23,70	23,70	АС-120	150	5	
Шуйск. ПУ	35	3759	10,90	10,90	М-50	200	42	
Кин. ПУ	110	Вичуга - Родники	15,56	16,04	АС-185	510	93	
Кин. ПУ	110	Родники - Светоч	10,28	4,78	АС-120	380	39	
Кин. ПУ	110	Вичуга - Светоч	23,86	17,88	АС-120	380	84	
Кин. ПУ	110	Воробьево - Кинешма-220	15,87	15,87	АС-120	380	60	

Кин. ПУ	110	Вичуга - Заволжск	63,65	55,18	АС-120	220	42	
Кин. ПУ	110	Кинешемская 1	5,17	5,17	АС-120	380	36	
Кин. ПУ	110	Кинешемская 2	5,17	5,17	АС-120	380	42	
Кин. ПУ	110	Кинешма-220 - Журихино	50,62	50,62	АС-150	400	160	
Кин. ПУ	110	Журихино - Юрьеvec	34,13	34,13	АС-150	400	115	
Кин. ПУ	110	Юрьеvec - Волжская	18,54	18,54	АС-150	445	75	
Кин. ПУ	110	Пучеж - Волжская	29,46	29,46	АС-120	380	90	
Кин. ПУ	110	Пучеж - Лух	27,13	25,70	АС-120	380	2	
Кин. ПУ	110	ГЭС - Пучеж	15,29	15,29	АС-120	375	80	
Кин. ПУ	110	Заволжск - Александрово	9,61	9,61	АС-120	300	21	
Кин. ПУ	110	Вичуга - Воробьево	0,33	13,78	АС-120	380	60	
Кин. ПУ	110	Вичуга - Зарубино	15,50	15,50	АЖ-120	380	18	
Кин. ПУ	110	Зарубино - Лух	18,19	18,19	АС-120	380	13	
Кин. ПУ	111	Отп. на ПС Электроконтакт-1	1,82	1,82	АС-120	380		
Кин. ПУ	112	Отп. на ПС Электроконтакт-2	1,82	1,82	АС-120	380		
Кин. ПУ	35	3760	5,30	5,30	АС-50	210	4	
Кин. ПУ	35		7,53	7,53	АС-50	252	3	
Кин. ПУ	35	Кинешма-220 - Луговая	16,20	16,20	АС-95	318	20	
Кин. ПУ	35	Луговая - Мухортово	15,68	15,68	АС-50	252	9	
Кин. ПУ	35	Мухортово - Решма	7,31	7,31	АС-50	252	13	
Кин. ПУ	35	Решма - Журихино	16,37	16,37	АС-50	210	21	
Кин. ПУ	35	Журихино - Батманы	15,57	15,57	АС-50	252	3	
Кин. ПУ	35	Батманы - Семёновское	11,55	11,55	АС-70	318	6	
Кин. ПУ	35	Журихино - Шилекша левая	10,18	10,18	АС-70	278	4	
Кин. ПУ	35	Журихино - Шилекша правая	10,18	10,18	АС-70	278	3	
Кин. ПУ	35	Журихино - Костяево	14,24	14,24	АС-95	396	0	
Кин. ПУ	35	Юрьеvec - Елнать	22,33	22,33	АС-70	318	17	
Кин. ПУ	35	Елнать - Костяево	14,67	14,67	АС-70	318	1	
Кин. ПУ	35	Заволжск - Есиплево	23,62	23,62	АС-70	210	9	
Кин. ПУ	35	Есиплево - Новлянское	14,46	14,46	АС-70	318	3	
Кин. ПУ	35	Заволжск - Жажлево левая	18,13	18,13	АС-50	252	7	
Кин. ПУ	35	Заволжск - Жажлево правая	18,13	18,13	АС-50	252	12	
Кин. ПУ	35	Жажлево - Якимово	13,87	13,87	АС-50	252	2	
Кин. ПУ	35	Водозабор левая	12,32	5,17	АС-70	318	5	
Кин. ПУ	35	Водозабор правая	9,91	8,61	АС-70	318	24	
Кин. ПУ	35	Тревражье - Красный Октябрь	13,48	13,48	АС-70	318	0	

Кин. ПУ	35	Кинешма-220 - Городская левая	8,75	8,75	АС-120	456	50	
Кин. ПУ	35	Кинешма-220 - Городская правая	8,75	8,75	АС-120	456	80	
Кин. ПУ	35	Городская - Луговая	4,66	4,66	А-70	318	5	
Кин. ПУ	35	Пучеж - Зарайское левая	22,82	15,84	АС-50	252	8	
Кин. ПУ	35	Пучеж - Зарайское правая	22,82	15,84	АС-50	252	10	
Кин. ПУ	35	Есиплево - Колшево	19,79	19,79	АС-50	252	3	
Кин. ПУ	35	Вичуга - Зарубино	17,05	17,25	АС-70	318	0	
Кин. ПУ	35	Зарубино - Семёновское	26,95	9,67	АС-70	318	7	
Кин. ПУ	35	Лух - Порздни	18,66	18,66	АС-50	252	10	
Кин. ПУ	35	Вичуга - Ново-Писцово 1	25,79	17,20	АС-120	318	41	
Кин. ПУ	35	Вичуга - Ново-Писцово 2	17,60	17,20	АС-120	318	60	

Приложение 9

к схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ивановской области на 2022 – 2026 годы

Сведения о силовых, согласующих и регулировочных трансформаторах ПС 35 кВ и выше филиала «Ивэнерго» на 01.03.2021

ПУ	Диспетчерское наименование ПС	Полный класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Класс напряжения трансформатора, кВ	Тип РПН, ПВВ	Ном.ток обмоток, А			Заказчик-готовитель	Год выпуска	Год начала эксплуатации	Дата последнего капремонта	Режим работы РПН *	Нагрузка трансформатора											
																	летняя						зимняя (по замерному дню)					
									А								%			А			%					
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
КПУ	Волжская	110/10	110	T-1	ТМН-6300/110-80У1	6,3	110/10	РС-9	31,6		330,7	ЧТЗ	1992	1993		Р	0,70		4,00	2,22%		1,21%	0,48		5,00	1,51%		1,51%
КПУ	Волжская	110/10	110	T-2	ТМ-6300/110-У1	6,3	110/10	ПВВ+2*2,5%	31,6		330,7	ЧТЗ	1992	1993		-	1,40		8,00	4,43%		2,42%	0,96		10,00	3,03%		3,02%
КПУ	Воробьево	110/10	110	T-2	ТМН-2500/110	2,5	110/10	РНТА-35	13,2		131,2	ЧТЗ	1982	1982	2018	Д	1,70		10,00	12,88%		7,62%	1,15		12,00	8,70%		9,15%
КПУ	Журихино	110/35/10	110	T-1	ТДТН-10000/110-70У1	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1983	1983	2010	А	5,07	13,95	2,88	10,10%	9,30%	0,55%	6,70	12,48	3,72	13,35%	8,32%	0,71%
КПУ	Журихино	110/35/10	110	T-2	ТДТН-10000/110-У1	10	110/35/10	РС-9	50,2	150	525	ТТЗ	1992	1992		А	1,20	2,74	2,64	2,39%	1,83%	0,50%	1,16	2,41	3,48	2,32%	1,61%	0,66%
КПУ	Заволжск	110/35/6	110	T-1	ТДТНГ-15000/110	15	110/35/6	РНГ-13	78,8	225	1312	ТТЗ	1962	1962	2016	А	6,01	6,30	66,96	7,62%	2,80%	5,10%	7,57	11,00	66,00	9,61%	4,89%	5,03%
КПУ	Заволжск	110/35/6	110	T-2	ТДТНГ6000/110	16	110/35/6	РНГ-13	83,9	240	1400	ТТЗ	1965	1967	2016	А	13,33	9,45	175,90	15,89%	3,94%	12,56%	20,94	18,90	251,80	24,96%	7,88%	17,99%
КПУ	Зарубино	110/35/10	110	T-1	ТМТН-6300/110	6,3	110/35/10	РС-4	31,6	94,5	331	ТТЗ	1981	1986		А	1,96	3,75	7,00	6,21%	3,97%	2,11%	4,52	12,00	4,00	14,31%	12,70%	1,21%
КПУ	Кинешма	110/35/6	110	T-1	ТДТНГ-31500/110	31,5	110/35/6	РНГ-13	165,5	472	2755	ТТЗ	1961	1961	2015	А	24,82	6,30	451,00	15,00%	1,33%	16,37%	36,75	10,08	581,00	22,21%	2,14%	21,09%
КПУ	Кинешма	110/35/6	110	T-2	ТДТН-25000/110-У1	25	110/35/6	РС-9 (МЗ-4)	126	375	2187	ТТЗ	1989	2005		А	19,80	9,41	122,00	15,71%	2,51%	5,58%	11,94	7,06	166,00	9,48%	1,88%	7,59%
КПУ	Лух	110/35/10	110	T-1	ТДТН-10000/110-У1	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1987	1987	2011	А	9,17	3,00	85,00	18,26%	2,00%	16,19%	11,08	3,00	105,00	22,08%	2,00%	20,00%
КПУ	Лух	110/35/10	110	T-2	ТДТН-10000/110-У1	10	110/35/10	РС-9	50,2	150	525	ТТЗ	1990	1990	2012	А	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
КПУ	Новлянское	110/35/10	110	T-1	ТМТН-6300/110-81У1	6,3	110/35/10	РС-9	31,6	94,5	330,7	ЧТЗ	1989	1989		А	3,52	8,28	6,91	11,13%	8,76%	2,09%	1,97	3,50	7,99	6,24%	3,70%	2,42%
КПУ	Острецово	110/35/10	110	T-1	ТДТН-10000/110-79У1	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1986	1986		А	4,81	12,00	7,00	9,58%	8,00%	1,33%	9,86	25,00	13,00	19,65%	16,67%	2,48%
КПУ	Острецово	110/35/10	110	T-2	ТДТН-10000/110-79У1	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1986	1986		А	22,20	63,00	5,00	44,23%	42,00%	0,95%	34,50	97,00	11,00	68,73%	64,67%	2,10%
КПУ	Парское	110/10	110	T-1	ТДТН - 10000/110	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1981	1981	2017	А	1,20		7,00	2,39%		1,33%	1,15		12,00	2,29%		2,29%
КПУ	Парское	110/10	110	T-2	ТМН - 6300/110	6,3	110/10	РС-9	31,6		330,7	ТТЗ	1985	2011	2011	Р	6,10		35,70	19,30%		10,80%	5,26		55,00	16,66%		16,63%
КПУ	Пучеж	110/35/10	110	T-1	ТДТН-16000/110	16	110/35/10	РС-9	80,3	240	840	ТТЗ	1996	1997	2011	А	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	10,51	6,90	85,00	13,09%	2,88%	10,12%
КПУ	Пучеж	110/35/10	110	T-2	ТДТН-16000/110	16	110/35/10	РС-4	80,3	240	840	ТТЗ	1984	1998	2011	А	21,52	18,00	160,00	26,80%	7,50%	19,05%	12,73	5,00	115,00	15,85%	2,08%	13,69%
КПУ	Родники	110/6	110	T-1	ТРДН - 25000/110	25	110/6	РС-4	125,5		1145/1145	ТТЗ	1990	1990	2015	А	0,00		0,00	0,00%		0,00%	14,89		260,00	11,87%		22,71%
КПУ	Родники	110/6	110	T-2	ТРДН - 25000/110	25	110/6	РС-4	125,5		1145/1145	ТТЗ	1989	1989		А	28,34		300,00	22,58%		13,10%	0,00		0,00	0,00%		0,00%
КПУ	Светоч	110/10	110	T-1	ТМН-6300/110	6,3	110/10	РС-3	31,6		331	ТТЗ	1975	2003		А	2,58		16,00	8,16%		4,83%	4,78		50,00	15,14%		15,11%

КП у	Светоч	110/10	110	T-2	ТРДН- 25000/110	25	110/10	РС-4	125,5		687/ 687	ТТЗ	1985	1986		А	5,65		61,00	4,50%		17,76%	6,79		71,00	5,41%		20,67%
КП у	Сеготь	110/10	110	T-1	ТАМГ- 2500/110	2,5	110/10	ПБВ	12,6		131	СТЗ	1973			-	2,30		22,00	18,25%		16,79%	2,49		26,00	19,75%		19,85%
КП у	Электроко нтакт	110/6	110	T-1	ТРНДЦН- 40000/25000- /110-Y1	40	110/6	РС-9	200,8	1749,5/1749,5		ТТЗ	1990	1994		А	20,50		358,00	10,21%		10,23%	23,28		406,44	11,59%		11,62%
КП у	Электроко нтакт	110/6	110	T-2	ТРНДЦН- 40000/25000- /110-Y1	40	110/6	РС-9	200,8	1749,5/1749,5		ТТЗ	1990	1994		А	30,53		533,00	15,20%		15,23%	39,67		692,64	19,76%		19,80%
КП у	Юрьеvec	110/35/10	110	T-1	ТДТН - 10000/110	10	110/35/1 0	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1990	2011	2011	А	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	17,00	0,00	170,00	33,86%	0,00%	32,38%
КП у	Юрьеvec	110/35/10	110	T-2	ТДТН- 16000/110	16	110/35/1 0	РС- 4(М3-4)	80,3	240	840	ТТЗ	1981	2002	2012	А	23,00	15,00	180,00	28,64%	6,25%	21,43%	9,00	18,00	120,00	11,21%	7,50%	14,29%
КП у	Батманы	35/10	35	T-1	ТМ-4000	4	35/10		66		220	БЗС Т		1986		-	5,34		10,26	8,09%		4,66%	6,06		20,60	9,18%		9,36%
КП у	Батманы	35/10	35	T-2	ТМ-4000	4	35/10		66		220	ЧТЗ	1978	1988		-	2,18		4,20	3,30%		1,91%	1,62		5,50	2,45%		2,50%
КП у	Водозабор	35/6	35	T-1	ГДНС-10,0	10	35/6	РНГ-13	157		916	ЗТЗ	1969	1985		Д	1,64		5,54	1,04%		0,60%	5,79		33,00	3,69%		3,60%
КП у	Водозабор	35/6	35	T-2	ТМН-6300	6,3	35/6	РНГА- 35/320	103,9		577,4	ЧТЗ	1990	1990		Р	32,96		111,00	31,72%		19,22%	21,93		125,00	21,11%		21,65%
КП у	Горкино	35/10	35	T-1	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	ЗТЗ	1973	1974	2014	-	6,24		12,00	15,15%		8,73%	8,24		28,00	19,99%		20,36%
КП у	Горкино	35/10	35	T-2	ТМ-4000	4	35/10		66		220	ЗТЗ		1984		-	7,28		14,00	11,03%		6,36%	6,47		22,00	9,80%		10,00%
КП у	Елнать	35/10	35	T-1	ТМН-1000/35	1	35/10	РНГ-9	16,5		55	МТЗ	1968	2015	2015	-	9,90		19,00	14,85%		17,82%	0,59		2,00	3,57%		3,64%
КП у	Елнать	35/10	35	T-2	ТМН-1600	1,6	35/10	РНГА- 35/320	26,7		84	ЧТЗ	1983	1993		Р	0,00		0,00	0,00%		0,00%	7,35		25,00	27,54%		29,76%
КП у	Есиплево	35/10	35	T-1	ТМН- 2500/35-Y1	2,5	35/10	РС-4	41,2		131,0	ЗТЗ	1987	1987	2013	Д	4,31		8,28	10,45%		6,32%	2,65		9,00	6,42%		6,87%
КП у	Есиплево	35/10	35	T-2	ТМН- 2500/35-73Y1	2,5	35/10	РС-4	41,2		131,0	ЗТЗ	1985	1986	2017	Д	4,31		8,28	10,45%		6,32%	4,12		14,00	9,99%		10,69%
КП у	Жажлево	35/10	35	T-1	ТМН-2500	2,5	35/10	РНГА- Y35/125	41,2		131,0	ЗТЗ	1990	1990	2013	Д	3,74		7,20	9,09%		5,50%	3,18		10,80	7,71%		8,24%
КП у	Жажлево	35/10	35	T-2	ТМН-2500	2,5	35/10	РНГА- Y35/125	41,2		131,0	ЗТЗ	1990	1990		Д	3,18		6,12	7,72%		4,67%	3,49		11,88	8,48%		9,07%
КП у	Заволжск	110/35/10	110	T-3	ТМ-3200	3,2	35/10	ПБВ	52,8		176	ЗТЗ	1956	1986	2011	-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	0,00		0,00	0,00%		0,00%
КП у	Заволжск	110/35/10	110	T-4	ТМ-4000	4	35/10	ПБВ	65,98		219,9	ЗТЗ	1988	1993		-	11,20		21,60	16,97%		9,82%	14,12		48,00	21,40%		21,83%
КП у	Зарайская	35/10	35	T-1	ТМН-1600	1,6	35/10	РС-4	26,3		84	ЧТЗ	1986	1986		Д	7,80		15,00	29,66%		17,86%	3,24		11,00	12,30%		13,10%
КП у	Зарайская	35/10	35	T-2	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1975	1986		-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	1,91		6,50	7,24%		7,39%
КП у	Золотило в	35/10	35	T-1	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	ЗТЗ	1978	1978		-	8,84		17,00	21,46%		12,36%	5,59		19,00	13,56%		13,82%
КП у	Золотило в	35/10	35	T-2	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	ЗТЗ	1979	1979		-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	2,06		7,00	5,00%		5,09%
КП у	Колшево	35/10	35	T-1	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1975	1975		-	1,67		3,20	6,31%		3,64%	1,60		5,44	6,06%		6,18%
КП у	Кондауров о	35/10	35	T-1	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88,0	ЗТЗ	1971	2015	2015	-	10,40		20,00	39,39%		22,73%	4,71		16,00	17,83%		18,18%
КП у	Кондауров о	35/10	35	T-2	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88,0	ЗТЗ	1974	1975	2011	-	5,20		10,00	19,70%		11,36%	4,41		15,00	16,71%		17,05%
КП у	Костяево	35/10	35	T-1	ТМ-1800	1,8	35/10		29,7		99,0	МТЗ	1957	1975		-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	2,82		9,60	9,51%		9,70%
КП у	Костяево	35/10	35	T-2	ТМ-1800	1,8	35/10	Рек.198 8г.	29,7		99,0	МТЗ		1978		-	5,36		10,30	18,03%		10,40%	0,71		2,40	2,38%		2,42%
КП у	Красинец	35/10	35	T-5	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	ЗТЗ	1973	1973		-	13,00		25,00	31,55%		18,18%	7,65		26,00	18,56%		18,91%
КП у	Луговое	35/10	35	T-1	ТМН-4000	4	35/10	РНГА- 35/320	66		210	ЧТЗ	1980	1985		Р	9,81		18,86	14,86%		8,98%	5,56		18,89	8,42%		9,00%
КП у	Луговое	35/10	35	T-2	ТМ-4000	4	35/10		66		210	ЗТЗ	1979	1980		-	19,57		37,63	29,65%		17,92%	15,56		52,90	23,57%		25,19%
КП у	Мухортово	35/10	35	T-1	ТМН-4000	4	35/10	РНГА- 35/320	66		210,2	БЗС Т	1985	1988	2012	Д	14,14		27,20	21,43%		12,94%	7,03		23,90	10,65%		11,37%
КП у	Мухортово	35/10	35	T-2	ТМН-4000	4	35/10	РНГА- 35/320	66		210,2	БЗС Т	1985	1988	2012	Д	13,36		25,70	20,25%		12,23%	9,74		33,10	14,75%		15,75%
КП у	Порздни	35/10	35	T-1	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	ЗСТ	1975	1976		-	8,84		17,00	21,46%		12,36%	9,71		33,00	23,56%		24,00%
КП у	Порздни	35/10	35	T-2	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88	ЗСТ	1973	1976		-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	0,00		0,00	0,00%		0,00%
КП у	Решма	35/10	35	T-1	ТМН-1000	1	35/10	РНГ9	16,5		55	МТЗ	1968	2015	2015	-	4,13		7,94	25,02%		14,44%	0,95		3,24	5,78%		5,89%
КП у	Решма	35/10	35	T-2	ТМ-4000	4	35/10		66		220	БЗС Т	1980	1982		-	6,14		11,80	9,30%		5,36%	6,18		21,00	9,36%		9,55%
КП у	Семеновск ая	35/10	35	T-1	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1981	1982		-	1,56		3,00	5,91%		3,41%	2,35		8,00	8,91%		9,09%
КП у	Семеновск ая	35/10	35	T-2	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1973	1982		-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	0,29		1,00	1,11%		1,14%

КП у	Тревразье	35/10	35	T-1	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		88	3ТЗ		1988		-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	0,44		1,49	1,66%		1,69%
КП у	Тревразье	35/10	35	T-2	ТМН-1600	1,6	35/10	РНТА-35/320	26,3		84	ЧТЗ	1986	1988		P	8,63		16,60	32,82%		19,76%	6,03		20,50	22,93%		24,40%
КП у	Филисово	35/10	35	T-1	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	3ТЗ	1979	1979	2012	-	5,20		10,00	12,62%		7,27%	2,35		8,00	5,71%		5,82%
КП у	Филисово	35/10	35	T-2	ТМ-2500	2,5	35/10		41,2		137,5	3ТЗ	1979	1979	2012	-	0,00		0,00	0,00%		0,00%	0,29		1,00	0,71%		0,73%
КП у	Шилекша	35/10	35	T-1	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		87,8	БЗС Т	1975	1994		-	4,08		7,85	15,46%		8,94%	3,42		11,64	12,97%		13,26%
КП у	Шилекша	35/10	35	T-2	ТМ-1600	1,6	35/10		26,4		87,8	БЗС Т	1968	2009		-	2,43		4,68	9,22%		5,33%	2,95		10,03	11,17%		11,42%
КП у	Якимово	35/10	35	T-1	ТМН-1600	1,6	35/10	РНТА-35/320	26,4		84	ЧТЗ	1991	1991		P	2,12		4,08	8,04%		4,86%	1,68		5,70	6,35%		6,79%
ТПУ	Отрадное	110/35/6	110	T-1	ТДТНГ-10000/110	10,00	110/35/6	РНТ-13	52,5	150	875	3ТЗ	1963	1963		A	0	0	0	0%	0%	0%	5	3,0	220,0	10%	2%	25%
ТПУ	Отрадное	110/35/6	110	T-2	ТДТН-10000/110	10,00	110/35/6	РНТ-13	52,5	158	875	3ТЗ	1972	1972		A	17	11	232	33%	7%	27%	5	5,0	230,0		3%	26%
ТПУ	Центральная	110/10	110	T-1	ТДТН-10000/110-76У1	10,00	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1980	1980	2016	A	0		5,00	1%	0%	1%	0		0,0	0%	0%	0%
ТПУ	Боровое	110/35/10	110	T-1	ТДН-16000/110-76У1	16,00	110/10	РС-4	80,33		840	ТТЗ	1979	1979		A	2		20	2%		2%	2	0,0	24,0	3%		3%
ТПУ	Боровое	110/35/10	110	T-2	ТМТН-6300/110-71-У1	6,30	110/35/10	RS9-III-200-72.5/M 10.19.1 G	31,7	94,6	331	3ТЗ	1977	2002	2013	A	0	0	1	0%	0%	0%	0	0,0	4,0	1%	0%	1%
ТПУ	Лежнево-110	110/35/10	110	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16,00	110/35/10	РС-4	80,3	240	840	ТТЗ	1986	1986		A	20	24	120	25%	10%	14%	26	27,0	170,0	32%	11%	20%
ТПУ	Лежнево-110	110/35/10	110	T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16,00	110/35/10	РС-4	80,3	240	840	ТТЗ	1986	1986		A	11	0	113	13%	0%	13%	17	0,0	181,0	22%	0%	22%
ТПУ	Тейково	110/35/6	110	T-1	ТДТН-25000/110-У1	25,00	110/35/6	РС-4	125,5	375	2187	3ТЗ	1987	1987	2017	A	18	3	300	15%	1%	14%	18	3,0	300,0	15%	1%	14%
ТПУ	Тейково	110/35/6	110	T-2	ТДТН-25000/110-67У	25,00	110/35/6	РС-4	125,5	375	2190	3ТЗ	1978	1978		A	18	2	300	14%	1%	14%	18	2,0	300,0	14%	1%	14%
ТПУ	Пелгусово	110/6	110	T-1	КТРУ-10000/110	10,00	110/35/6	Д-3	51,5	150	915	Стр омбе рг	1962	1982		A	0		0	0%	0%	0%	0		0,0	0%		0%
ТПУ	Пелгусово	110/6	110	T-2	ТМН-6300/110-71	6,30	110/6	РС-4	31,6		551	3ТЗ	1976	1995	2015	A	9		153	28%		28%	16		284,0	51%		52%
ТПУ	Петровская	110/35/6	110	T-1	ТДТН-25000/110-76У1	25,00	110/35/6	РС-4	125,5	375	2190	3ТЗ	1982	1982		A	4	0	70	3%	0%	3%	4	0,0	74,0	3%	0%	3%
ТПУ	Петровская	110/35/6	110	T-2	ТДТН-25000/110	25,00	110/35/6	РС-4	125,5	375	2190	3ТЗ	1976	1976	1997	A	12	35	0	10%	9%	0%	16	45,0	0,0	12%	12%	0%
ТПУ	Гав-Посад	110/35/10	110	T-1	ТДТН-16000/110-76У1	16,00	110/35/10	РС-4	80,3	240	840	ТТЗ	1981	1981	2010	A	1	3	0	1%	1%	0%	1	4,0	0,0	2%	2%	0%
ТПУ	Гав-Посад	110/35/10	110	T-2	ТДТН-16000/110-80У1	16,00	110/35/10	РС-4	80,3	240	840	ТТЗ	1983	1983	2016	A	9	5	80	12%	2%	10%	3	4,0	18,0	4%	2%	2%
ТПУ	Осановец	110/10	110	T-1	ТМН-2500/110/11-80	2,50	110/10	РНТА-35	13,12		131,2	ЧТЗ	1988	1988		A	1		15	11%		11%	2		23,0	17%		18%
ТПУ	Осановец	110/10	110	T-2	ТМН-2500/110	2,50	110/10	РНТА-35/320У1	13,1		131,2	3ТЗ	1976	2016		A	2		17	12%		13%	2		21,0	15%		16%
ТПУ	Комсомольская	110/35/10	110	T-1	ТДТН-10000/110	10,00	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	3ТЗ	1977	1988		A	28	60	74	55%	40%	14%	12	6,0	102,4	24%	4%	20%
ТПУ	Комсомольская	110/35/10	110	T-2	ТДТН-16000/110-76У1	16,00	110/35/10	РС-4	80,3	240	840	ТТЗ	1982	1982	2017	A	7	0	78	9%	0%	9%	9	0,0	89,4	11%	0%	11%
ТПУ	Писцово	110/10	110	T-1	ТДН-10000/110	10,00	110/10	РС-4	50,2		525	3ТЗ	1977	1992		A	4		38	7%		7%	6		66,0	13%		13%
ТПУ	Писцово	110/10	110	T-2	ТДН-10000	10,00	110/10	РС-3	50,2		525	3ТЗ	1974	1974	2018	A	3		29	6%		6%	3		36,0	7%		7%
ТПУ	Светиково	110/10	110	T-1	ТМН-2500/11080У1	2,50	110/10	РНТА-35/320У1	13,2		131,2	ЧТЗ	1986	1986		A	2		18	13%		14%	6		66,0	48%		50%
ТПУ	Светиково	110/10	110	T-2	ТМН-2500/11085У1	2,50	110/10	РНТА-35/320У1	13,12		131,2	ЧТЗ	1988	1993		A	2		19	14%		14%	3		36,0	26%		27%
ТПУ	Марково	110/10	110	T-1	ТМН-6300	6,30	110/10	РС-4	31,6		331	3ТЗ	1976	1976	2010	A	1		11	3%		3%	2		16,0	5%		5%
ТПУ	Марково	110/10	110	T-2	ТМН-2500/110-80У1	2,50	110/10	РНТА-35/320У1	13,1		131,2	ЧТЗ	1987	2003		A	0		4	3%		3%	1		6,0	4%		5%

ТПУ	Подозерская	110/10	110	T-1	ТМН-6300/115/11	6,30	110/10	PC-9	31,6		330,7	ЧТЗ	1990	1990		A	1		13	4%		4%	2		21,0	6%		6%
ТПУ	Подозерская	110/10	110	T-2	ТМН-2500/110/80У1	2,50	110/10	PHTA-35/320У1	13,12		131,2	ЧТЗ	1985	1986		A	1		8	6%		6%	1		8,0	6%		6%
ТПУ	Ильинская	110/10	110	T-1	ТДН 10000/110-70У1	10,00	110/10	PC-4	50,2		525	ЗТЗ	1981	1984		A	2		19	4%		4%	3		32,7	6%		6%
ТПУ	Ильинская	110/10	110	T-2	ТМН-6300	6,30	110/10	PC-4	31,6		331	ЗТЗ	1976	1986	2012	A	3		27	8%		8%	4		40,6	12%		12%
ТПУ	Аньково	110/35/10	110	T-1	ТДТН10000/110-67У1	10,00	110/35/10	PC-4	50,2	150	525	ЗТЗ	1978	1981		A	12	34	8	25%	23%	1%	15	30,0	49,8	30%	20%	9%
ТПУ	Аньково	110/35/10	110	T-2	ТДТН-10000/110-79У1	10,00	110/35/10	PC-4	50,2	150	525	ЗТЗ	1985	1985		A	14	30	38	28%	20%	7%	13	34,0	13,1	26%	23%	3%
ТПУ	Лесная	35/6	35	T-1	ТМН-1000	1,00	35/6	PHТ9	16,5		91,6	MTЗ	1968	1968		A	0		0	0%		0%	0		0,0	0%		0%
ТПУ	Лесная	35/6	35	T-2	ТМН-1000	1,00	35/6	PHТ9	16,5		91,6	MTЗ	1968	1968		A	0		1	1%		1%	0		0,6	1%		1%
ТПУ	Западная	35/10	35	T-1	ТМН-2500/35-80У1	2,50	35/10	PHTA-35/320	41,2		131	ЧТЗ	1986	1986		A	0		0	0%		0%	2		8,0	6%		6%
ТПУ	Западная	35/10	35	T-2	ТМН-2500/35-80У1	2,50	35/10	PHTA-35/320	41,2		131	ЧТЗ	1986	1986		A	7		23	17%		18%	8		28,0	20%		21%
ТПУ	Северная	35/10	35	T-1	ТМ-4000/35	4,00	35/10		66		220	ЗТЗ	1979	1980			12		42	19%		19%	12		42,3	19%		19%
ТПУ	Северная	35/10	35	T-2	ТМ-4000/35	4,00	35/10		66		220	БЗСТ	1977	1978			0		0	0%		0%	7		22,1	10%		10%
ТПУ	Кукарينو	35/10	35	T-3	ТМН-2500	2,50	35/10	PHTA-35/320	41,2		131	ЗТЗ	1982	1982		A	13		43	31%		33%	12		41,0	29%		31%
ТПУ	Воскресенское	35/10	35	T-1	ТМН-2500	2,50	35/10	PC-4	41,2		131,2	ЗТЗ	1984	1984		A	10		33	24%		25%	16		53,0	38%		40%
ТПУ	Воскресенское	35/10	35	T-2	ТМН-2500	2,50	35/10	PC-4	41,2		131,2	ЗТЗ	1984	1984		A	0		0	0%		0%	5		16,0	11%		12%
ТПУ	Вознесенье	35/10	35	T-1	ТМ-4000	4,00	35/10		66		220	ЗТЗ	1976	1985			5		17	8%		8%	7		24,0	11%		11%
ТПУ	Вознесенье	35/0,4	35	T-2	ТМ-560	0,56	35/0,4		9,24		808	ЗСТ	1964	1970			0		0	0%		0%	0,0		0,0	0%		0%
ТПУ	Вознесенье	35/0,4	35	T-3	ТМ-1000	1,00	35/0,4		16,5		1440	ЗТЗ	1961	1971			0		0	0%		0%	0,0		0,0	0%		0%
ТПУ	Вознесенье	35/0,4	35	T-4	ТМ-1600	1,60	35/0,4		26,4		2309	ЗТЗ	1976	1976			0,30		0	1%		0%	0,6		0,4	2%		0%
ТПУ	Южная	110/35/6	110	T-1	ТМТН-6300/110У1	6,30	110/35/6	RS9.3-III-200-41.5/K-10191W	31,6	94,5	551	СВЕЛ	2012	2012		A	3	1	43	9%	1%	8%	3	0,7	57,0	11%	1%	10%
ТПУ	Южная	110/35/6	110	T-2	ТМТН-6300/110У1	6,30	110/35/6	RS9.3-III-200-41.5/K-10191W	31,6	94,5	551	СВЕЛ	2012	2012		A	4	8	22	13%	9%	4%	5	7,2	41,0	15%	8%	7%
ТПУ	Крапивное	35/10	35	T-1	ТМН-2500/35/11-85	2,50	35/10	PHTA-35/125	41,2		131,2	ЧТЗ	1991	1991		A	8		26	19%		20%	5		16,0	11%		12%
ТПУ	Крапивное	35/10	35	T-2	ТМН-2500/35-У1	2,50	35/10	PHTA-35/125	41,2		131	ЧТЗ	1991	1994		A	7		23	16%		18%	10		33,0	24%		25%
ТПУ	Мелюшево	35/10	35	T-1	ТМ-1600/35	1,60	35/10		26,4		88	ЧТЗ	1980	2002	2011		2		6	6%		7%	2		8,1	9%		9%
ТПУ	Мелюшево	35/10	35	T-2	ТМН-4000-35-73У1	4,00	35/10	PC-4	66		210	ЧТЗ	1984	1985		A	0		0	0%		0%	0		0,7	0%		0%
ТПУ	Н.Леушинское	35/10	35	T-1	ТМ-4000/35-68У1	4,00	35/10		66		220	БТЗ	1981	1989	2018		11		38	17%		17%	6		19,3	9%		9%
ТПУ	Н.Леушинское	35/10	35	T-2	ТМ-4000/35-68У1	4,00	35/10		66		220	БТЗ	1981	1989			4		12	5%		6%	2		5,6	2%		3%
ТПУ	Заречная	35/10	35	T-1	ТМ-4000	4,00	35/10		66		220	ЗТЗ	1979	1980			5		16	7%		7%	8		26,0	12%		12%
ТПУ	Заречная	35/10	35	T-2	ТМ-4000	4,00	35/10		66		220	ЗТЗ	1978	1979			7		24	11%		11%	5		17,0	8%		8%
ТПУ	Бережок	35/10	35	T-1	ТМ-1600	1,60	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1967	1967			7		24	27%		27%	3		10,0	11%		11%
ТПУ	Бережок	35/10	35	T-2	ТМН-4000	4,00	35/6	PHTA-35	66		210	ЗТЗ	1977	1979		P	0		0	0%		0%	0		0,0	0%		0%
ТПУ	ТБ-3	35/6	35	T-1	ТМ-2500/35	2,50	35/6		41,2		229,5	ЗТЗ	1974	1992			11		61	26%		27%	15		83,0	35%		36%
ТПУ	ТБ-3	35/6	35	T-2	ТМ-3200	3,20	35/6		52,8		293	ЗТЗ	1956	1973			0		0	0%		0%	0		0,0	0%		0%
ТПУ	Сокатово	35/10	35	T-1	ТМН-2500/35У1	2,50	35/10	PC-4	41,2		131	ЗТЗ	1987	1987		P	1		5	4%		4%	1		2,0	1%		2%
ТПУ	Сокатово	35/10	35	T-2	ТМ-1600	1,60	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1977	1987			2		6	7%		7%	3		9,0	10%		10%

ТПУ	С и М-1	35/6	35	Т-3	ТМ-4000/35	4,00	35/6		66		366,6	БТЗ	1979	1985			8		48	13%		13%	10		58,0	15%		16%
ТПУ	Восточная	35/10	35	Т-1	ТМН-1000	1,00	35/10	РНТА 25000	16,5		53	МТЗ	1970	1972		А	0		0,26	0%		0%	0		0,00	0%		0%
ТПУ	Восточная	35/10	35	Т-2	ТМН-1000	1,00	35/10	РНТА 25000	16,5		53	МТЗ	1970	1972		А	0		0	0%		0%	0		0,0	0%		0%
ТПУ	Гари	35/10	35	Т-1	ТМ-2500	2,50	35/10		41,2		137,5	БТЗ	1970	1974			3		9	6%		7%	4		14,5	10%		11%
ТПУ	Нажерово	35/10	35	Т-1	ТМН-1600/35/11	1,60	35/10	РНТА-4	26,4		84	ЧТЗ	1992	1992		А	0		2	2%		2%	1		3,0	3%		4%
ТПУ	Нажерово	35/10	35	Т-2	ТМН-1600/35/11	1,60	35/10	РНТА-4	26,4		84	ЧТЗ	1992	1992		А	1		3	3%		3%	1		3,3	4%		4%
ТПУ	Филоково	35/10	35	Т-1	ТМ-1600	1,60	35/10		26,4		88,0	ЗТЗ	1970	1975			9		32	35%		36%	8		28,8	32%		33%
ТПУ	Игрищи	35/10	35	Т-1	ТМ-1600	1,60	35/10		26,4		88	ЗТЗ	1972	1976			1		4	4%		5%	3		10,0	11%		11%
ТПУ	Игрищи	35/10	35	Т-2	ТМ-1000	1,00	35/10		16,5		55	ЗТЗ	1965	1968			1		3	5%		6%	2		5,8	10%		11%
ИПУ	ИВ-4	110/35/6	110	Т-1	ТДН-63000/110/35/6	63	110/35/6	РС-4	316	945	5511	ТТЗ	1982	1983	2001	А Р Н			1000,00			18%	110,00	0,00	1400,00	35%	0%	25%
ИПУ	ИВ-4	110/35/6	110	Т-2	ТДН-63000/110/35/6	63	110/35/6	РС-4	317	945	5511	ТТЗ	1981	1981	2018	А Р Н	100,00	100,00	850,00	30%	10%	15	130,00	130,00	1100,00	41%	14%	20%
ИПУ	ИВ-2	110/35/6	110	Т-1	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	SCVI-1100-41/123-W19	251		1466	ЗТЗ	1981	1982		А Р Н			150,00			10,00			200,00			14,00
ИПУ	ИВ-2	110/35/6	110	Т-2	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	РНТ-13	252		1462	ЗТЗ	1971	1972	2007	А Р Н			400,00			27,00			500,00			34,00
ИПУ	ИВ-2	110/35/6	110	Т-3	ТРДН-40000/110/6	40	110/6	РС-4	200,8		1833/1833	ТТЗ	1991	1991		А Р Н			950,00			52,00			1000,00			55,00
ИПУ	ИВ-15	110/6	110	Т-1	ТРДН-40000/110/6	40	110/6	РС-9	200,8		1833/1833	ТТЗ	2008	2011		А Р Н												
ИПУ	Бройлерная	110/10	110	Т-1	ТДН-10000/110/35/10	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ЗТЗ	1980	1980	2006	А Р Н			90,00			17,00			114,00			22,00
ИПУ	Бройлерная	110/10	110	Т-2	ТДН-10000/110/35/10	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ЗТЗ	1978	1981	2013	А Р Н			70,00			13,00			84,00			16,00
ИПУ	Кохма	110/6	110	Т-1	ТДН-15000/110/6	15	110/6	РС-9 10000	75		1312	ТТЗ	1989	1989	2015	А Р Н			600,00			46,00			710,00			54,00
ИПУ	Кохма	110/6	110	Т-2	ТДН-16000/110/6	16	110/6	РС-9	80,3		1400	ТТЗ	2004	2004	2006	А Р Н			100,00			7,00			120,00			8,00
ИПУ	Богданиха	110/6	110	Т-1	ТДН-10000/110/35/6	10	110/35/6	РС-4	50,2	150	875	ЗТЗ	1992	1995	2015				150,00			17,00			300,00			34,00
ИПУ	Богданиха	110/6	110	Т-2	ТДН-10000/110/35/6	10	110/35/6	РС-4	50,2	150	875	ЗТЗ	1992	1995					220,00			25,00			100,00			11,00
ИПУ	ИВ-5	35/6	35	Т-1	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	РНТ-13	252		1462	ЗТЗ	1968	1968	2006	А Р Н			600,00			0,41			750,00			0,51
ИПУ	ИВ-5	35/6	35	Т-2	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	РНТ-13	252		1462	ЗТЗ	1969	1969	2006	А Р Н			400,00			0,27			400,00			0,27
ИПУ	ИВ-9	35/6	35	Т-1	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	РС-4	252		1462	ЗТЗ	1973	1989	2003	А Р Н			650,00			0,44			775,00			0,53
ИПУ	ИВ-9	35/6	35	Т-2	ТДНС-16000/35/6	16	35/6		251		1466	ЗТЗ	1976	1976	2009	А Р Н			700,00			0,48			825,00			0,56
ИПУ	ИВ-11	35/6	35	Т-1	ТДНС-10000/35/6	10	35/6	РНТ-13	157		916	ЗТЗ	1972	2003	2007	А Р Н			0,00			0,00			0,00			0,00
ИПУ	ИВ-11	35/6	35	Т-2	ТДНС-10000/35/6	10	35/6	РНТ-13	157		916	ЗТЗ	1967	1969	2006	А Р Н			500,00			0,55			600,00			0,66
ИПУ	8 Марта	35/6	35	Т-1	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	РС-4	252		1462	ЗТЗ	1982	1983	2007	А Р Н			100,00			0,07			120,00			0,08
ИПУ	8 Марта	35/6	35	Т-2	ТДНС-16000/35/6	16	35/6	РС-4	252		1462	ЗТЗ	1982	1983	2007	А Р Н			250,00			0,17			330,00			0,23
ИПУ	Залесье	110/10/6	110	Т-1	ТДН-25000/110/10/6	25	110/10/6	РС-4	125	1313	2187	ЗТЗ	1982	1983	1983	А Р Н	45,00	440,00	0,00	0,36	0,34	0,00	70,00	700,00	0,00	0,56	0,53	0,00

ИПУ	Залесье	110/10/6	110	Т-2	ТДН-25000/110/10/6	25	110/10/6	РС-4	125	1313	2187	3ТЗ	1982	1983	1983	АРН	70,00	750,00	0,00	0,56	0,57	0,00	41,00	350,00	0,00	0,33	0,27	0,00
ИПУ	ИВ-1	110/35/6	110	Т-1	ТДН-10000/110/6	10	110/6	РНТ-13	50,2		875	3ТЗ	1973	1983	2018		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИПУ	ИВ-1	110/35/6	110	Т-2	ТДН-25000/110/35/6	25	110/35/6	РС-9	125,5	375	2187	3ТЗ	1992	1992	не произв.	АРН	25,00		80,00	0,20	0,00	0,04	35,00		320,00	0,28	0,00	0,15
ИПУ	ИВ-1	110/35/6	110	Т-3	ТРДН-25000/110/6	25	110/6	РС-4	125,5		1145	1ТЗ	1979	1980	2007	АРН			800,00	0,00	0,00	0,70			500,00	0,00	0,00	0,44
ИПУ	ИВ-1	110/35/6	110	Т-4	ТДН-10000/110/6	10	110/6	РНТ-13	50,2		875	3ТЗ	1973	1983	1983		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИПУ	ИВ-7	110/6	110	Т-1	ТДНГ-20000/110/6	20	110/6	РНТ-13	103,1		1750	3ТЗ	1965	1965	2006	АРН			470,00	0,00	0,00	0,27			800,00	0,00	0,00	0,46
ИПУ	ИВ-7	110/6	110	Т-2	ТДНГ-20000/110/6	20	110/6	РНТ-13	103,1		1750	3ТЗ	1964	1965	2006	АРН			390,00	0,00	0,00	0,22			600,00	0,00	0,00	0,34
ИПУ	ИВ-10	110/6	110	Т-1	ТДНГ-20000/110/6	20	110/6	РНТ-13	103,1		1833	3ТЗ	1962	1963	2013	АРН			150,00	0,00	0,00	0,08			0,00	0,00	0,00	0,00
ИПУ	ИВ-10	110/6	110	Т-2	ТДНГУ-20000/110/6	20	110/6	РНТ-13	100,4		1835	3ТЗ	1965	1966	1970	АРН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИПУ	ИВ-10	110/6	110	Т-3	ТРДН-40000/110/6	40	110/6	РС-4	200,8		1830	МТЗ	1984	1985	2017	АРН			550,00	0,00	0,00	0,30			650,00	0,00	0,00	0,36
ИПУ	Ново-Талицы	110/10	110	Т-1	ТДН-16000/110/10	16	110/10	РС-3	80,3		838	3ТЗ	1982	2003	2011	АРН		0,00	20,00	0,00	0,00	0,02		0,00	280,00	0,00	0,00	0,33
ИПУ	Ново-Талицы	110/10	110	Т-2	ТДН-16000/110/10	16	110/10	РС-4	80,3		840	3ТЗ	1987	1987	1987	АРН		0,00	100,00	0,00	0,00	0,12		0,00	450,00	0,00	0,00	0,54
ИПУ	Богородское	110/10	110	Т-1	ТМН-6300/110/10	6,3	110/10	РС-4	31,6		331	3ТЗ	1985	1986		АРН			10,00	0,00	0,00	0,03			20,00	0,00	0,00	0,06
ИПУ	Богородское	110/10	110	Т-2	ТМН-6300/110/10	6,3	110/10	РС-4	31,6		331	3ТЗ	1986	1986	2016	АРН			10,00	0,00	0,00	0,03			20,00	0,00	0,00	0,06
ИПУ	Водозабор	110/35/10	110	Т-1	ТДН-10000/110/35/10	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1986	1986	2017	АРН			5,00	0,00	0,00	0,01			20,00	0,00	0,00	0,04
ИПУ	Водозабор	110/35/10	110	Т-2	ТДН-10000/110/35/10	10	110/35/10	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1986	1986	1986	АРН			5,00	0,00	0,00	0,01			5,00	0,00	0,00	0,01
ИПУ	Стройиндустрия	110/10	110	Т-1	ТДН-10000/110/10	10	110/10	РС-4	50,2		525	ТТЗ	1978	1979	2016	АРН			5,00	0,00	0,00	0,01			5,00	0,00	0,00	0,01
ИПУ	Стройиндустрия	110/10	110	Т-2	ТДН-16000/110У1	16	110/10	РС-9	80,2		840		2009	2009		АРН			0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00
ИПУ	ИВ-6	110/35/6	110	Т-1	ТДН-63000/110/35/6	63	110/35/6	РС-4	316	945	5511	ТТЗ	1986	1988	2007	дист	50,00	90,00	1370,00	15,80	9,50	24,90	120,00	50,00	1550,00	38,00	5,30	28,20
ИПУ	ИВ-6	110/35/6	110	Т-2	ТДН-63000/110/35/6	63	110/35/6	РС-4	317	945	5511	ТТЗ	1980	1980	2007	дист	50,00	100,00	600,00	15,80	10,60	10,90	120,00	120,00	900,00	38,00	12,70	16,30
ИПУ	Строммашина	110/6	110	Т-1	ТДН-16000/110/6	16	110/6	RSV-9.3	80,3		1466	СВЭЛ	2017	2017		АРН												
ИПУ	Строммашина	110/6	110	Т-2	ТДН-10000/110/35/6	10	110/35/6	РНТ-13	52,5	150	875	3ТЗ	1970	1992	2007	АРН			300,00			34,30			400,00			45,70
ИПУ	Дружба	110/10	110	Т-1	ТМН-2500/110/10	2,5	110/10	РНТА-35	13,1		131		1981	1981	2003	АРН			18,00			13,70			25,00			19,00
ИПУ	ИВ-14	110/6	110	Т-1	ТДН-16000/110/6	16	110/6	РС-4	80,3		849	ТТЗ	1985	1986	2013	АРН			350,00			41,20			600,00			70,70
ИПУ	ИВ-14	110/6	110	Т-1	ТДН-16000/110/6	16	110/6	РС-4	80,3		849	ТТЗ	1985	1986	2012	АРН			450,00			53,00			740,00			87,20
ИПУ	Ермолино	35/10	35	Т-1	ТМ-1600/35/10	1,6	35/10	-		27,7	88	3ТЗ	1977	2014														
ИПУ	Ермолино	35/10	35	Т-2	ТМ-2500/35/10	2,5	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1979	1983	2015				25,00			0,18			30,00			0,22
ИПУ	Дегтярево	35/10	35	Т-1	ТМ-2500/35/10	2,5	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1982	1983	-				14,00			0,10			20,00			0,15

ИП у	Дегтярево	35/10	35	Т-2	ТМН- 2500/35/10	2,5	35/10	РС-4	41,2		131,2	ЗТЗ	1984	1984	-	А Р Н			34,00			0,26			40,00		0,30	
ИП у	Жуково	35/6	35	Т-1	ТМН- 6300/35/6	6,3	35/6	РНТА- 35/120	103,9		577,4	ЧТЗ	1990	2014	2014													
ШП у	Шуя-1	110/35/6	110	Т-1	ТДТНГ- 31500/110	31,5	110/35/6	РНТ- 13А	165,5	472	2755	Став ропо ль	1964	1965	2004	Д												
ШП у	Шуя-1	110/35/6	110	Т-2	ТДТН- 31500/110	31,5	110/35/6	РНТ-13	165,5	472	2755	ТТЗ	1970	1970	2018	Д	80,00	50,00	1000,00	48,48	10,59	36,29	110,00	80,00	1300,00	66,66	16,94	47,18
ШП у	Шуя-2	110/35/10	110	Т-1	ТДТН- 25000/110- 67У1	25	110/35/1 0	РС-4	125,5	375	1313	ЗТЗ	1978	1978	1999	Д	18,00	8,00	160,00	14,34	2,13	12,18	22,00	10,00	200,00	17,60	2,66	15,23
ШП у	Шуя-2	110/35/10	110	Т-2	ТДТН- 25000/110- 79У1	25	110/35/1 0	РС-4	125,5	375	1313	ЗТЗ	1984	1984	2014	Д	30,00	25,00	220,00	23,90	6,66	16,75	36,00	40,00	300,00	28,80	10,66	22,84
ШП у	Шуя-3	110/10	110	Т-1	ТРДН-40000- 110-80У1	40	110/10	РС-4	200,8		1100/11 00	ТТЗ	1985	1986	1999	Д	28,00		170/ 150	13,46		15,45/1 3,63	32,00		190/ 180	15,38	17%/ 16%	
ШП у	Шуя-3	110/10	110	Т-2	ТРДН-40000- 110-80У1	40	110/10	РС-4	200,8		1100/11 00	ТТЗ	1986	2003	2002	Д	32,00		180/ 160	15,38		16,36/1 4,54	38,00		200/ 220	18,26	18%/ 20%	
ШП у	Палех	110/35/10	110	Т-1	ТДТН- 16000/110У1	16	110/35/1 0	РС-9	80,3	240	840	ТТЗ	1988	1988	2002	Д	10,00	15,00	70,00	12,45	6,25	8,33	12,00	20,00	100,00	14,94	8,33	0,12
ШП у	Палех	110/35/10	110	Т-2	ТДТН- 16000/110У1	16	110/35/1 0	РС-9	80,3	240	840	ТТЗ	1990	1990	2015	Д												
ШП у	Камешково	110/10	110	Т-1	ТДН- 16000/110У1	16	110/10	РС-4	31,6		331	СВП О Тр-р	1975	2003	2007	Д	40,00		420,00	49,81		50,00	45,00		480,00	56,00		0,57
ШП у	Камешково	110/10	110	Т-2	ТДН- 16000/110У1	16	110/10	РС-4	80,3		840	СВП О Тр-р	1988	1991	1999	Д												
ШП у	Колобово	110/35/6	110	Т-1	ТДТНГ- 25000/110- 67У1	25	110/35/6	РС-4	125,5	375	2190	ЗТЗ	1980	1980	1999	Д	18,00	50,00	10,00	14,34	13,33	0,45	22,00	70,00	10,00	17,52	18,66	0,50
ШП у	Колобово	110/35/6	110	Т-2	ТДТН- 25000/110- 67У1	25	110/35/6	РС-4	125,5	375	2187	ЗТЗ	1991	1992	1999	Д	20,00	35,00	150,00	15,93	9,33	6,84	30,00	50,00	180,00	23,90	13,33	0,08
ШП у	Китово	110/35/10	110	Т-1	ТДТН- 10000/110	10	110/35/1 0	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1976	1976	2003	Д	9,00	12,00	65,00	17,92	8,00	12,38	12,00	20,00	90,00	23,90	13,33	0,17
ШП у	Китово	110/35/10	110	Т-2	ТДТН- 10000/110	10	110/35/1 0	РС-4	50,2	150	525	ТТЗ	1976	1976	2003	Д	5,00	10,00	25,00	9,96	6,66	4,76	7,00	15,00	35,00	13,94	10,00	0,07
ШП у	Васильевск ая	110/10	110	Т-1	ТАМГ- 2500/110	2,5	110/10		0		131	Свер длов ск	1970	1972		-	0,00		0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
ШП у	Васильевск ая	110/10	110	Т-2	ТМН- 6300/110	6,3	110/10	РС-4	31,6		331	ЗТЗ	1977	1979	2010	А Р Н	3,60		36,00	0,11		0,11			44,00	0,13		0,13
ШП у	Панфилово	35/6	35	Т-1	ТМ-560/35	0,56	35/6	-	66		209,9	ЗТЗ	1951	1953					1,00			0,02			1,00		0,02	
ШП у	Панфилово	35/6	35	Т-2	ТМ-560/35	0,56	35/6	-	9,24		51,3	МТЗ	1953	1996														
ШП у	Савино	35/10	35	Т-1	ТМН- 4000/35У1	4	35/10	РНТА- 4- 35/125	41,2		137,5	ЗТЗ	1991	1995		Д			12,00			0,06			15,00		0,07	
ШП у	Савино	35/10	35	Т-2	ТМН- 4000/35У1	4	35/10	РНТА- 4- 35/125	66		209,9	ЗТЗ	1991	1991		Д			55,00			0,26			65,00		0,31	
ШП у	Горячево	35/10	35	Т-1	ТМ-2500/35- 64У1	2,5	35/10	-	41,2		137,5	ЗТЗ	1978	1978					15,00			0,11			20,00		0,15	
ШП у	Горячево	35/10	35	Т-2	ТМ-2500/35- 64У1	2,5	35/10	-	41,2		137,5	ЗТЗ	1979	1980														
ШП у	Майдаково	35/10	35	Т-1	ТМН- 4000/35У1	4	35/10	-	66		220	ЗТЗ	1978	1978		Р			12,00			0,05			15,00		0,07	
ШП у	Майдаково	35/10	35	Т-2	ТМ-4000/35	4	35/10	-	66		220	ЗТЗ	1978	1978					60,00			0,27			80,00		0,36	
ШП у	Ворожжино	35/10	35	Т-1	ТМН-2500/35 У1	2,5	35/10	РНТА	41,2		137,5	ЗТЗ	1984	2002		Р			3,00			0,02			4,00		0,03	
ШП у	Ворожжино	35/10	35	Т-2	ТМ-4000/35- 64 У1	4	35/10	РНТА	66		220	ЗТЗ	1979	1979					5,00			0,02			6,00		0,03	
ШП у	Векшино	35/10	35	Т-1	ТМН- 1600/35-801	1,6	35/10	РНТА	26,3		84	ЧТЗ	1986	1986		Р			10,00			0,12			12,00		0,14	
ШП у	Векшино	35/10	35	Т-2	ТМН- 1600/35-801	1,6	35/10	РНТА	26,3		84	ЧТЗ	1986	1986		Р			10,00			0,12			14,00		0,17	
ШП у	Оч. сооруже ния	35/10	35	Т-1	ТМ-1600/35	1,6	35/10	-	26,4		87,8	ЗТЗ	1971	1972					12,00			0,14			15,00		0,17	

ШПУ	Оч.сооружения	35/10	35	T-2	ТМ-1600/35	1,6	35/10	-	26,3		88	3ТЗ	1971	1972					16,00			0,18			20,00			0,23
ШПУ	Афанасьевская	35/10	35	T-1	ТМ-2500/35	2,5	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1977	1978		P			16,00			0,12			20,00			0,15
ШПУ	Афанасьевская	35/10	35	T-2	ТМН-4000/35У1	4	35/10	РНГА	66		209,9	3ТЗ	1992	1993					20,00			0,10			25,00			0,12
ШПУ	Дубакينو	35/10	35	T-1	ТМ-1600/35	1,6	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1973	1978					16,00			0,18			25,00			0,28
ШПУ	Дубакينو	35/10	35	T-2	ТМ-1600/35	1,6	35/10	-	26,4		88	3ТЗ	1977	1988														
ШПУ	Дунилово	35/10	35	T-1	ТМ-2500/35-64У1	2,5	35/10	-	29,7		99	3ТЗ	1977	1977					16,00			0,12			28,00			0,20
ШПУ	Дунилово	35/10	35	T-2	ТМ-2500/35-64У1	2,5	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1977	1977														
ШПУ	Ш-Егорьевская	35/10	35	T-1	ТМ-1800/35	1,8	35/10	-	29,7		99	МТЗ	1956	1986			6,00		20,00	0,20		0,20	8,00		25,00	0,27		0,25
ШПУ	Ш-Егорьевская	35/10	35	T-2	ТМ-1000/35	1	35/0,4	-	16,5		1445	МТЗ	1979	1980			13,00		1200,00	0,79		0,83	16,00		1400,00	0,97		0,97
ШПУ	Ш-Егорьевская	35/10	35	T-3	ТМ-1800/35	1,8	35/0,4	-	16,5		1445	3ТЗ	1979	1980														
ШПУ	Паново	35/10	35	T-1	ТМ-2500/35	2,5	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1969	1991	2015		3,00		10,00	0,07		0,07	4,00		12,00	0,10		0,09
ШПУ	Паново	35/10	35	T-2	ТМ-2500/35	2,5	35/10	-	41,2		131	3ТЗ	1994	1999			4,00		12,00	0,10		0,09	5,00		16,00	0,12		0,12
ИПУ	Фурманов-1	110/35/6	110	T-1	ТДТН-31500/110	31,5	110/35/6	РНГ-13	165,5	472	2752	ТТЗ	1968	1968	2017	A	65,00	70,00	600,00	0,35	0,04	0,29	50,00	50,00	600,00	0,46	0,11	0,36
ИПУ	Фурманов-1	110/35/6	110	T-2	ТДТН-20000/110	20	110/35/6	РНГ-13	110	300	1750	3ТЗ	1954	1954	2007	A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИПУ	Приволжск	110/35/6	110	T-1	ТДТНГ-15000/110	15	110/35/6	РНГ-13	78,6	225	1312	МТЗ	1933	1933		A	25,00	0,00	400,00	0,36	0,00	0,35	32,00	0,00	600,00	0,43	0,00	0,43
ИПУ	Приволжск	110/35/6	110	T-2	ТДТН-25000/110	25	110/35/6	РС-4	125,5	375	2187	ТТЗ	1990	1990	2014	A	27,00	30,00	200,00	0,29	0,11	0,15	29,00	47,00	200,00	0,33	0,13	0,19
ИПУ	Пеньки	110/35/6	110	T-1	ТДТНГ-15000/110	15	110/35/6	РНГ-13	77,3	225	1375	3ТЗ	1963	1965	1978	A	10,00	5,00	170,00	0,13	0,02	0,12	10,00	8,00	155,00	0,13	0,04	0,11
ИПУ	Фурманов-3	110/35/6	110	T-1	ТДТН-25000/110	25	110/35/6	РС-4	125	375	2190	3ТЗ	1975	1976		A	50,00	5,00	750,00	0,24	0,00	0,25	45,00	0,00	710,00	0,44	0,08	0,30
ИПУ	Фурманов-3	110/35/6	110	T-2	ТДТН-25000/110	25	110/35/6	РС-3	125	375	2190	3ТЗ	1975	1976	2012	A	20,00	2,00	470,00	0,36	0,03	0,30	41,00	20,00	630,00	0,28	0,00	0,30
ИПУ	Узбекистан	110/10	110	T-1	ТМТН-6300/110	6,3	110/35/10	РС-4	31,6	95	331	3ТЗ	1979	1980	2017	A	2,00		20,00	0,06		0,06	2,00		25,00	0,06		0,08
ИПУ	Узбекистан	110/10	110	T-2	ТМН-2500/110	2,5	110/10	РНГА-35	13,1		131	3ТЗ	1986	1987		A	0,00		2,00	0,00		0,02	0,00		2,00	0,00		0,02
ИПУ	Рождество	110/10	110	T-1	ТМН-2500/110	2,5	110/10	РНГА-35	13,1		131	ЧТЗ	1984	1984		A	1,00		5,00	0,08		0,04	1,00		6,00	0,08		0,05
ИПУ	Рождество	110/10	110	T-2	ТМН-2500/110	2,5	110/10	РНГА-35	13,1		131	ЧТЗ	1981	1987	2013	A	1,00		5,00	0,08		0,04	1,00		5,00	0,08		0,04
ИПУ	Плес	35/6	35	T-1	ТМН-4000/35	4	35/6,3	РНГА-У-35/200-8/9-2000У1	66		366,6	ТТЗ	2011	2011		-	10,00		70,00	0,34		0,42	13,00		80,00	0,45		0,48
ИПУ	Плес	35/6	35	T-2	ТМН-4000/35	4	35/6,3	РНГА-У-35/200-8/9-2000У1	66		366,6	ТТЗ	2011	2011		-	10,00		70,00	0,34		0,44	13,00		80,00	0,44		0,51
ИПУ	Светиново	35/10	35	T-1	ТМ-2500/35	2,5	35/10	-	41,2		137,5	БЭС Т	1977	1980		-	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00
ИПУ	Светиново	35/10	35	T-2	ТМН-2500/35	2,5	35/10	РНГА	41,2		131	ЭМЗ	1990	1990		A	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00
ИПУ	Карбушево	35/6	35	T-1	ТМН-2500/35	2,5	35/6	РНГА	41,2		137,5	3ТЗ	1989	1990		A	6,00		40,00	0,15		0,29	8,00		50,00	0,19		0,36
ИПУ	Озерное	35/10	35	T-1	ТМ-2500/35	2,5	35/10	-	41,2		137,5	3ТЗ	1977	1988		-	6,00		37,00	0,15		0,27	7,00		45,00	0,17		0,33
ШПУ	Южа	110/35/6	110	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	25	110/35/6	РС-4	125,5	375	2190	3ТЗ	1980	1981	2007	Д	15,00	10,00	300,00	0,12	0,03	0,14	25,00	10,00	500,00	0,20	0,03	0,23

ШП У	Южа	110/35/6	110	T-2	ТДН- 16000/110/35/ 6	16	110/35/6	РПН (RS9/3- П-200- 41,5/К- 10191W) ПБВ тип РВВ 01-3- 400- 41,5- 06050 МЕ	80,3	240	1400	ОО О "СВ ЕЛ- Сил овые тран сфо рматы" Екат ерин бург	2015	2015		А Р Н	8,70	8,40	0,60	0,11	0,04	0,00	17,80	18,80	0,87	0,22	0,08	0,00
ШП У	Никольско е	110/35/10	110	T-1	ТМН- 6300/110/35/1 0	6,3	110/35/1 0	РС-4	31,6	94,5	331	ЗТЗ	1984	1984		Д	10,00	30,00	25,00	0,32	0,32	0,08	15,00	40,00	30,00	0,47	0,42	0,09
ШП У	Никольско е	110/35/10	110	T-2	ТМН- 2500/110/10	2,5	110/10	РНТА- 35	13,12		131,2	ЗТЗ	1986	1986	2016	Д	5,00		5,00	0,38		0,04	10,00		7,00	0,76		0,05
ШП У	Хотимль	110/10	110	T-1	ТМН- 2500/110/10	2,5	110/10	РНТА- 35	13,1		131	ЗТЗ	1975	1975/20 13	2014	Д												
ШП У	Холуй	35/10	35	T-1	ТМ- 1800/35/10	1,8	35/10	-	29,7		90	ЗТЗ	1974	1974	1974	-	10,00		40,00	0,34		0,44	10,00		50,00	0,34		0,56
ШП У	Холуй	35/10	35	T-2	ТМ- 2500/35/10	2,5	35/10	-	41,2		137,5	ЗТЗ	1971	1971		-				0,00		0,00				0,00		0,00
ШП У	Мугреево	35/3	35	T-1	ТМ-1000/35/3	1	35/3	-	14			ЗТЗ	1944	1994		-	3,00		25,00	0,21		0,17	5,00		58,00	0,36		0,39
ШП У	Мугреево	35/3	35	T-2	ТМ-1800/35/3	1,8	35/3	-	29,7		330	ЗТЗ	1952	1952	2017	-				0,00		0,00				0,00		0,00
ШП У	Верещагин о	110/10	110	T-1	ТМН- 2500/110/10	2,5	110/10	РНТА- 35	13,1		131	ЧТЗ	1988	1988	2010	Д	5,00		5,00	0,38		0,04	5,00		5,00	0,38		0,04
ШП У	Верещагин о	110/10	110	T-2	ТМН- 2500/110/10	2,5	110/10	РНТА- 35	13,1		131	ЧТЗ	1988	1988	1988	Д	5,00		5,00	0,38		0,04	5,00		5,00	0,38		0,04
ШП У	Демидово	110/35/10	110	T-1	ТМН- 6300/110	6,3	110/35/1 0	РС-3	31,6	94,5	331	ЗТЗ	1975	1975	2014	Д	10,00	30,00	25,00	0,32	0,32	0,08	15,00	40,00	30,00	0,47	0,42	0,09
ШП У	Демидово	110/35/10	110	T-2	ТМН- 6300/110	6,3	110/35/1 0	РС-3	31,6	94,5	331	ЗТЗ	1975	1976	2005	Д	10,00	0,00	5,00	0,32	0,00	0,02	15,00	0,00	5,00	0,47	0,00	0,02
ШП У	Пестяки	35/10	35	T-1	ТМН- 4000/35/10	4	35/10	РС-4	66		210	ЧТЗ	1985	1985	2007	Д	5,00		40,00	0,08		0,19	10,00		80,00	0,15		0,38
ШП У	Пестяки	35/10	35	T-2	ТМН- 4000/35/10	4	35/10	РС-4	66		210	ЧТЗ	1985	1985	1985	Д	0,00		0,00	0,00		0,00	5,00		30,00	0,08		0,14
ШП У	Верхний Ландех	35/10	35	T-1	ТМН- 4000/35/10	4	35/10	РС-4	66		210	ЧТЗ	1992	1993	2010	Д	0,00		0,00	0,00		0,00	5,00		40,00	0,08		0,19
ШП У	Верхний Ландех	35/10	35	T-2	ТМН- 4000/35/10	4	35/10	РС-4	66		210	ЧТЗ	1992	1993	2011	Д	5,00		40,00	0,08		0,19	5,00		40,00	0,08		0,19
ШП У	Мыт	35/10	35	T-1	ТМ-2500/35	2,5	35/10	-	41,2		137,5	ЧТЗ	1974	1975	1974	-	10,00		40,00	0,24		0,29	10,00		50,00	0,24		0,36
ШП У	№ 46	35/3	35	T-1	ТМ-1800/35/3	1,8	35/3	-	29,7		330	GE (СП А)	1946	1947	1966	-	5,00		10,00	0,17		0,03	5,00		15,00	0,17		0,05
ШП У	№ 46	35/3	35	T-2	ТМ-1800/35/3	1,8	35/3	-	29,7		330	GE (СП А)	1946	1947	1965	-				0,00		0,00				0,00		0,00
ШП У	№ 47	35/6	35	T-1	ТМ-1000/35/6	1	35/6	-	16,5		91,8	ЗСТ	1968	1972	1968	-	2,00		3,00	0,12		0,03	3,00		5,00	0,18		0,05
ШП У	№ 47	35/6	35	T-2	ТМ-1000/35/6	1	35/6	-	16,5		91,5	GE (СП А)	1945	1975	1947	-				0,00		0,00				0,00		0,00