



ГУБЕРНАТОР КУРСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30.04.2019 № 125-рг

г. Курск

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Курской области на 2020-2024 годы

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

1. Утвердить прилагаемые Схему и Программу развития электроэнергетики Курской области на 2020-2024 годы.

2. Распоряжение вступает в силу со дня его подписания и подлежит официальному опубликованию.

Временно исполняющий
обязанности Губернатора
Курской области



Р.В. Старовойт



УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Губернатора
Курской области
от 30.04.2019 № 125 -рг

**Схема и Программа
развития электроэнергетики Курской области
на 2020-2024 годы**

1. Общие положения

1.1. Основанием для разработки Схемы и Программы развития электроэнергетики Курской области на 2020-2024 годы (далее - Программа) явились:

а) Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

б) Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

в) Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

г) постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

д) постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

е) поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29.03.2010 № Пр-839, пункт 5);

ж) решения, принятые на совещании по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению надежности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09.11.2010 № АШ-369пр;

з) информационное письмо Минэнерго России от 19.02.2013 № МК-1385/09 «О схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации»;

и) методические рекомендации по разработке Схемы и Программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период;

к) Стратегия социально-экономического развития Курской области на период до 2020 года, одобренная Курской областной Думой 24 мая 2007 г. (постановление Курской областной Думы от 24.05.2007 № 381-IV ОД);

л) схема территориального планирования Курской области;

м) корректировка генерального плана города Курска.

1.2. Основные цели разработки Программы:

а) развитие электросетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

б) обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию;

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

1.3. Задачи, решаемые Программой:

а) обеспечение надежного функционирования Единой энергетической системы России в долгосрочной перспективе;

б) обеспечение баланса между производством и потреблением в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

в) скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов электросетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

г) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

д) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

1.4. При разработке Программы учтены следующие принципы:

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

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

в) скоординированность схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

г) скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевых инфраструктур;

д) скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

е) публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

1.5. Программа сформирована на основе:

а) Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.;

б) корректировки Схемы развития электрической сети 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго» до 2017 года с перспективой до 2022 года;

в) комплексной Программы развития электрических сетей 35 кВ и выше на территории Курской области на период 2019-2023 гг.;

г) прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Курской области;

д) ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

е) сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

ж) предложений Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Курской, Орловской и Белгородской областей», в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Курской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории области.

2. Общая характеристика Курской области

Курская область входит в состав Центрального федерального округа и расположена в центре европейской части Российской Федерации на пересечении транспортных потоков из России в промышленно развитые центры Украины, страны ближнего зарубежья и Кавказского региона.

Курская область имеет внутренние границы с Белгородской, Брянской, Воронежской, Липецкой и Орловской областями. Внешние границы на юго-западе и западе с Сумской областью Украины составляют 245 км и имеют статус Государственной границы России.

Протяженность Курской области с севера на юг - 171 км, с востока на запад - 305 км, общая протяженность границ - 1250 км. Площадь - 29,8 тыс. кв. км, что составляет 17% территории Центрально-Черноземного региона. Расстояние от г. Курска до г. Москвы составляет 536 км, до Черного моря - 700 км.

Численность населения по состоянию на 01.01.2019 составила 1115297 человек.

Курская область - один из промышленно развитых регионов Российской Федерации. Многоотраслевой хозяйственный комплекс региона включает в себя около 350 крупных и средних предприятий.

Наиболее крупными промышленными центрами являются города Курск, Железногорск, Курчатова, Рыльск и Льгов, где сосредоточено наибольшее число промышленных предприятий.

Промышленность Курской области представлена 15 отраслями, в которых сосредоточено 25% основных производственных фондов региона, занято более трети работающих в отраслях материального производства.

В общей структуре промышленного производства Курской области энергетическая отрасль составляет 24,9 %. В отрасли работает 19,7 тыс. человек.

Энергетический комплекс области является тем базисом, тем основополагающим фундаментом, от крепости которого напрямую зависят темпы роста промышленности, сельского хозяйства, а также уровень благосостояния населения Курского региона.

Электроэнергия от Курской АЭС активно подпитывает крупнейшую энергосистему Центральной России.

Порядка 70% вырабатываемой электроэнергии подается за пределы области в другие регионы Российской Федерации и страны СНГ.

Уровень газификации природным газом жилого фонда, подлежащего газификации, в Курской области достиг 97,59 %, в т.ч. в сельской местности - 92,83 %.

В Курской области расположено одно из крупнейших предприятий черной металлургии центра России, ведущий разработчик богатейшего месторождения Курской магнитной аномалии, производитель железной руды, концентрата, окатышей, аглоруды - ПАО «Михайловский ГОК».

Предприятия химической и нефтехимической промышленности выпускают резинотехнические и пластмассовые изделия, полиэтиленовую пленку, химические нити, лакокрасочную продукцию, трубы и листы из полимерных материалов. Ведущим предприятием является ОАО «Курскрезинотехника», изготавливающее свыше 3 тысяч различных видов продукции и поставляющее их во все регионы России, страны ближнего и дальнего зарубежья.

Из предприятий машиностроения и металлообработки наиболее крупными являются ООО «Курский аккумуляторный завод», АО «Авиаавтоматика» имени В.В. Тарасова, ОАО «Электроагрегат», АО «Курский электроаппаратный завод», которые производят более 70% продукции отрасли.

Большое количество выпускаемой продукции, среди которой аккумуляторы, подшипники, автомобильная электроника, геологоразведочное, нефтепромысловое оборудование, находит своих потребителей не только в России, но и за её пределами.

В лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности крупнейшими являются предприятия компании «ГОТЭК», ЗАО «Изоплит».

Ведущими производителями готовых лекарственных препаратов являются фармацевтический комбинат ОАО «Фармстандарт-Лексредства» (фармпрепараты) и «Курская биофабрика - фирма «Биок» (препараты для ветеринарии).

Среди предприятий легкой промышленности акционерные общества «Трикотажный комбинат «Сейм», «Швея», «Курская кожа» имеют устойчивую репутацию надежных производителей современных, практичных и недорогих товаров народного потребления и полуфабрикатов.

Пищевая и перерабатывающая промышленность агропромышленного комплекса Курской области включает более ста предприятий. На территории региона располагаются предприятия сахарной, мясной, молочной, мукомольно-крупяной, консервной, спиртовой и ликероводочной отраслей промышленности, в том числе 28 предприятий по переработке молока, 10 по переработке мяса, 7 сахарных заводов, 10 хлебозаводов.

Мощности пищевых и перерабатывающих предприятий способны перерабатывать 900 тыс. тонн молока, 33 тыс. тонн мяса, более 3 млн. тонн сахарной свеклы, выработать 5 млн. дкл спирта этилового из пищевого сырья, 2,5 млн. дкл водки и ликероводочных изделий, более 30 тыс. т кондитерских изделий и 300 тыс. тонн муки.

Мукомольно-крупяная и комбикормовая отрасли представлены шестью предприятиями по производству муки и крупы, в том числе ЗАО «Курский комбинат хлебопродуктов», а также входящие в структуру ЗАО «Холдинговая компания «Русский Дом», ОАО «Щигровский КХП», ОАО «Кореневохлебопродукт», ЗАО «Рыльскхлебопродукт», ООО «Теткинский мясокомбинат», Суджанский комбинат хлебопродуктов.

Мясомолочная промышленность области представлена ЗАО «Суджанский мясокомбинат», ОАО «Щигор», ОАО «Суджанский маслодельный комбинат», ЗАО «Провинция», ОАО «Курский холодильник».

Агропромышленный комплекс Курской области, важнейший социально значимый сектор экономики, представлен крупными

сельхозпредприятиями, крестьянскими (фермерскими) и личными подсобными хозяйствами граждан, где сосредоточена четверть трудовых ресурсов. Им производится продукции на 60 миллиардов рублей. Это весомый вклад в валовой региональный продукт.

Потребительский рынок региона почти на 75 процентов формируется из продовольствия и товаров, производимых из сельскохозяйственного сырья.

Агропромышленный комплекс области располагает разветвленной сетью учебных, научных учреждений, где трудятся более 260 докторов и кандидатов наук.

Курская область характеризуется развитой транспортной инфраструктурой. В области насчитывается более 9,2 тыс. километров автомобильных дорог, 1524 км железнодорожных путей, в том числе 242 км электрифицированных, 31 км трамвайных путей. В структуре объема перевозок грузов транспортом общего пользования наибольшая доля приходится на автомобильный транспорт (включая ведомственный) – 55,4%; на железнодорожный транспорт – 44,6%.

В структуре пассажирских перевозок транспортом общего пользования доля автобусного и городского электрического транспорта (трамвайного и троллейбусного) составляет 97%, железнодорожного – 3%.

Через территорию области проходят две железнодорожные магистрали: Москва – Харьков и Воронеж – Киев, в Курской области расположены четыре крупных железнодорожных узла: Курск, Льгов, Касторное, Ржава и 54 железнодорожные станции, работают два предприятия промышленного железнодорожного транспорта: ЗАО «Предприятие «Промжелдортранс» и ОАО «Железнодорожное предприятие промышленного железнодорожного транспорта».

В пределах области пролегают автотрассы М-2 «Крым», «Курск – Воронеж – Борисоглебск», «Тросна – Калиновка». Все районы и города области связаны с областным центром автомобильными дорогами с твердым покрытием. Протяженность автомобильных дорог с твердым покрытием на 1 тыс. кв. км территории области составляет 263,7 км.

Развитая сеть железных и автомобильных дорог позволяет доставлять грузы практически в каждый населенный пункт области, а также в любую точку России, страны ближнего и дальнего зарубежья.

На территории Курской области имеют лицензии на предоставление услуг связи и информатизации более 90 организаций. Спектр оказываемых ими услуг включает в себя услуги местной и междугородной телефонной связи, телеграфной связи, передачи данных, Интернета, сотовой радиотелефонной связи, почтовой связи, эфирной трансляции радио- и телевизионных программ, кабельного телевидения.

В бытовом обслуживании индивидуальное предпринимательство занимает ведущее место. Так, из объема бытовых услуг населению 91,7% оказано субъектами малого бизнеса и индивидуальными предпринимателями, 8,3% – крупными и средними организациями.

В сфере бытового обслуживания насчитывается более 1000 хозяйствующих субъектов.

Наиболее быстрыми темпами развиваются следующие услуги: ремонт и строительство жилья, ремонт и техническое обслуживание автомобилей, услуги парикмахерских, ремонт и индивидуальный пошив обуви, ремонт и индивидуальный пошив швейных изделий, ремонт радиоэлектронной аппаратуры, бытовых машин и приборов, металлоизделий и др.

Наметился процесс развития сети предприятий сферы услуг - парикмахерских, пунктов по ремонту обуви, автотранспортных средств.

3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Курской области за прошедший пятилетний период

3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Курской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории региона, а также блок-станциям промышленных предприятий.

Энергосистема Курской области граничит с энергосистемами Белгородской, Орловской, Липецкой, Брянской областей, СЭС НЭК Укрэнерго и входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Центра.

Протяженность линий электропередачи напряжением 110-750 кВ составляет 4229,95 км (суммарная длина ЛЭП указана территориально по Курской области), количество подстанций 110кВ и выше – 116 единиц общей трансформаторной мощностью 14255 МВА.

Суммарная установленная мощность электростанций Курской энергосистемы составляет 4336,5 МВт. В состав входят следующие объекты электрогенерации:

Курская АЭС (4000 МВт);
Курская ТЭЦ-1 (125 МВт);
Курская ТЭЦ-4 (4,8 МВт);
Курская ТЭЦ СЗР (116,9 МВт);

электростанции промышленных предприятий, работающие параллельно с сетью (24 МВт), в том числе:

ОАО «Кривец-сахар» 12 МВт (2х6);
ООО «КУРСКСАХАРПРОМ» филиал «Золотухинский» 12 МВт (2х6).

Электростанции промышленных предприятий, не работающие параллельно с сетью:

ТЭЦ АО «ТЭСК» 7,8 МВт;
ОАО «Кшенский сахарный завод» 12 МВт (2х6);
ЗАО «Олымский сахарный завод» 6 МВт (1х6);
ООО «Промсахар» 6 МВт (1х6);
ОАО «Сахарный комбинат Льговский» 6 МВт (1х6);
ООО «Сахаринвест» 5 МВт (2х2,5).

В состав электросетевых и сбытовых компаний, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей на территории Курской энергосистемы, а также блок-станций промышленных предприятий входят следующие субъекты:

Сетевые компании:

Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»;

МУП «Горэлектросети»;

АО «КЭС»;

ОАО «РЖД» - филиал «Юго-Восточная железная дорога»;

ОАО «РЖД» - филиал «Московская железная дорога»;

ООО «Железнодорожная сетевая компания»;

АО «Оборонэнерго»;

ООО «СЕВЕРЭНЕРГО»;

ООО «Электроснабжение»;

Энергосбытовые компании:

Акционерное общество «АтомЭнергоСбыт»;

ООО «ГРИНН Энергосбыт»;

АО «КМА-Энергосбыт»;

ООО «Региональная энергосбытовая компания»;

Акционерное общество «Сибурэнергоменеджмент»;

ОАО «Газпромэнергосбыт»;

ООО «Русэнергоресурс»;

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»;

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;

ПАО «Мосэнергосбыт»;

ООО «МагнитЭнерго»;

Крупные потребители электроэнергии:

Курская АЭС (собственные нужды);

ПАО «Михайловский горно-обогатительный комбинат» (ПАО «МГОК»);

Белгородская дистанция электроснабжения ЮВЖД;

Курская дистанция электроснабжения МЖД;

ЗАО «Курская подшипниковая компания» (ЗАО «КПК»);

ЗАО «Курскрезинотехника» (ЗАО «КРТ»);

ООО «Курскхимволокно» (ООО «КХВ»);

филиал ООО «Газпром трансгаз Москва» «Курское линейное производственное управление магистральных газопроводов»;

Субъекты электроэнергетики с собственной генерацией:

ОАО «Кривец-сахар» 12 МВт (2х6);

ООО «КУРСКСАХАРПРОМ», филиал «Золотухинский» 12 МВт (2х6);

АО «Кшенский сахарный завод» 12 МВт (2х6);

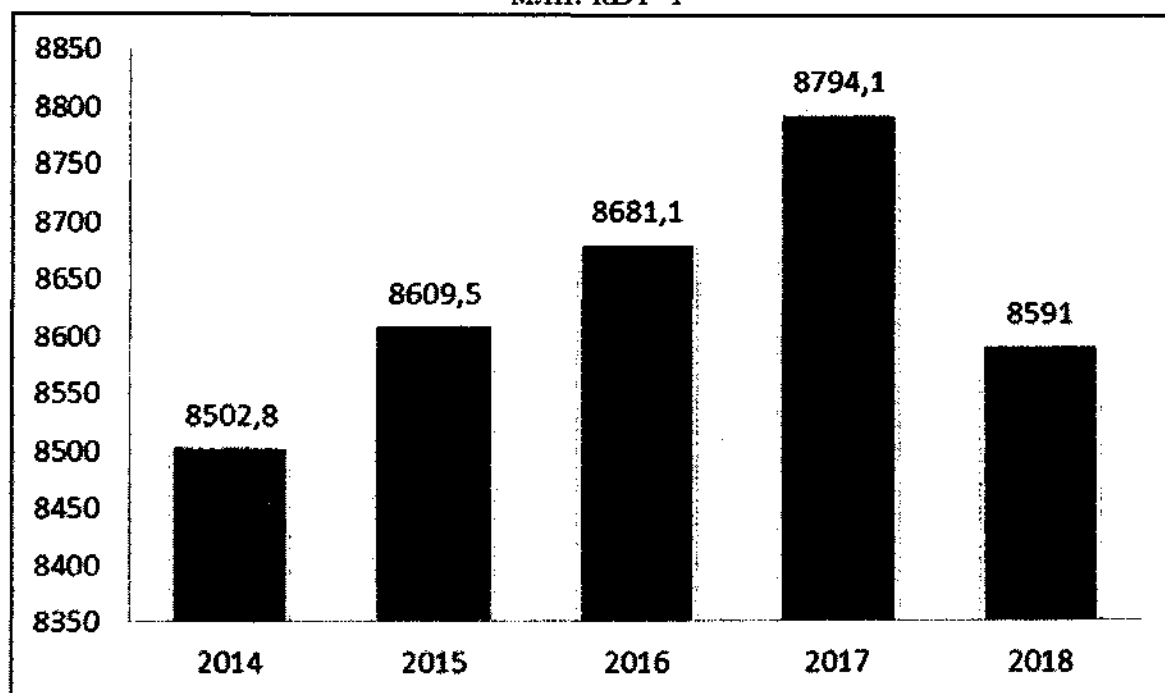
ЗАО «Олимский сахарный завод» 6 МВт (1х6);
 ООО «Промсахар» 6 МВт (1х6);
 АО «Сахарный комбинат Льговский» 6 МВт (1х6);
 ООО «Сахаринвест» 5 МВт (2х2,5);
 АО «Теплоэнергосбытовая компания» 7,8 МВт.

3.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии по Курской энергосистеме за последние 5 лет.

Таблица 3.2

	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление, млн. кВт·ч	8502,8	8609,5	8681,1	8794,1	8591,0

Рис. 3.2. Динамика потребления электроэнергии по Курской области, млн. кВт·ч

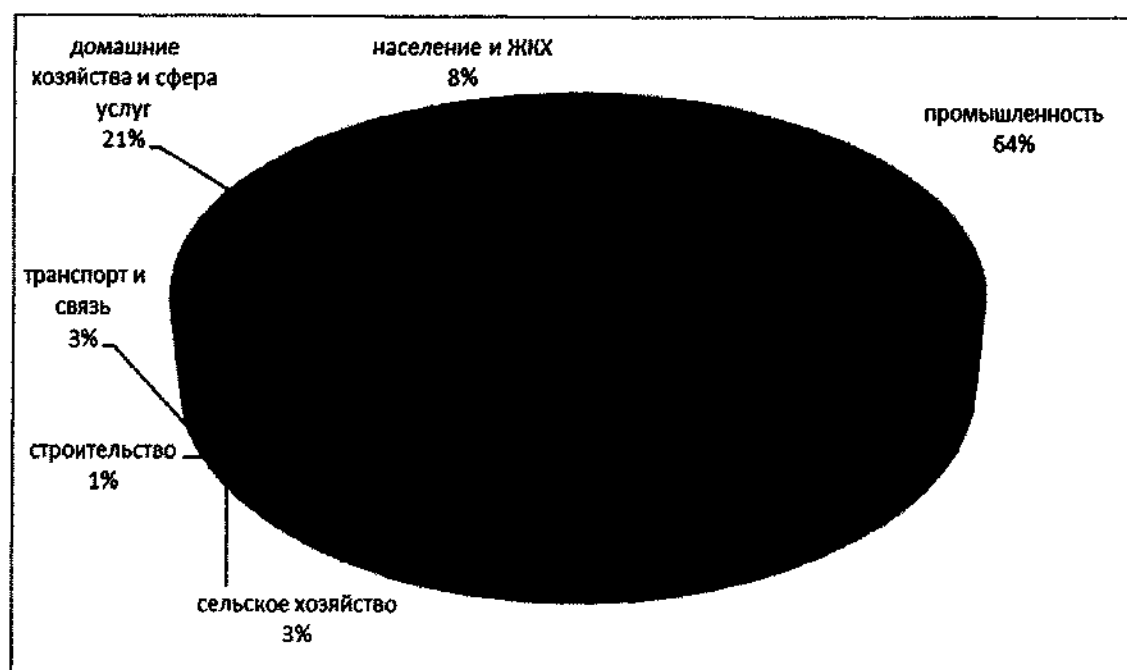


3.3. Потребление электроэнергии по отраслям экономики, млн. кВт·ч.

Таблица 3.3

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребление всего, в т.ч.:	8502,8	8609,5	8681,1	8794,1	8591,0
промышленность	5421,6	5489,4	5512,3	5838	5472,9
сельское хозяйство	217,9	220,7	226,8	259,9	221,7
строительство	91,8	92,9	99,7	101,3	96,1
транспорт и связь	237	239,9	253,7	259,1	237
домашние хозяйства и сфера услуг	1832,7	1879,9	1893,7	1897,4	1846,5
население и ЖКХ	701,8	686,2	694,4	698,3	716,8

Рис. 3.3. Структура электропотребления в Курской области.



3.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние пять лет (при наличии статистических данных).

Таблица 3.4

Потребитель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
	Потребление, млн. кВт·ч				
Собственные нужды Курской АЭС	2190,0	2232,6	2137,8	2200,9	1985,9
ПАО «Михайловский ГОК»	2406,0	2463,1	2573,3	2631,4	2609,6
ООО «Курскхимволокно»	105,4	108,7	110,4	113,7	119,4
ЗАО «Курский завод «Аккумулятор»	52,7	51,1	51,9	52	54
ЗАО «КПК»	21,9	22,3	23,5	24,7	24,9
ЗАО «Курскрезинотехника»	40,7	41,6	43,1	44,7	45,9
ЗАО «ГОТЭК»	36,1	37,2	38,8	39,7	32,7
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	177,0	149,3	168,7	171,5	169,4
ООО «Курская теплосетевая компания»	7,8	18,2	0	0	0

3.5. Динамика изменения максимума нагрузки в Курской области за последние 5 лет.

Таблица 3.5.1

	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	1258	1224	1259	1269	1228

Динамика изменения нагрузки по данным зимнего режимного дня крупных узлов на территории Курской области

Таблица 3.5.2

	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
	Максимум нагрузки, МВт				
Курская АЭС	257	266,60	296,34	299,18	291,24
Михайловский ГОК	308,8	314,70	318,83	331,25	342,61

3.6. Динамика потребления тепловой энергии в Курской области и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Курской области, млн.Гкал.

Таблица 3.6.1

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребление всего, в т.ч.:	6,021	5,704	5,752683	5,1153	5,228
промышленность	0,897	0,744	0,756	0,873	0,881
сельское хозяйство	0,007	0,007	0,006	0,009	0,01
строительство	0,023	0,020	0,018	0,019	0,018
транспорт и связь	0,034	0,033	0,031	0,048	0,038
домашние хозяйства и сфера услуг	4,596	4,485	4,519	3,747	3,866
потери	0,464	0,416	0,420	0,419	0,415

Структура отпуска тепловой энергии

Таблица 3.6.2

Наименование источника	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
	Отпуск тепловой энергии, Гкал				
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	2349115	2450268	2393997	2269625	2378608

ОГУП «Курскоблжилкомхоз»	168622	170297	168205	169497	170142
ООО «Теплогенерирующая компания»	250633	253247	236010	229070	230871
МУП «Гортеплосеть» г. Железногорска	546521	627700	568277	557214	559732
Курская АЭС	449873	454537	439539	447293	446478
АО «Теплоэнергосбытовая компания»	-	-	-	88043	88769
Прочие	2164286	1261511	1376113	1201158	1199985
Итого:	5929050	5217560	5182141	4961900	5074585

3.7. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Курской области, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ региональных энергосистем, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию.

На балансе филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация» в г. Курске находятся 506,4 км тепловых сетей, в том числе 107,07 км магистральных и 399,33 км распределительных (арендованных) тепловых сетей.

Источником централизованного теплоснабжения потребителей Сеймского и частично Центрального округов является ТЭЦ-1, установленной тепловой мощностью 904 Гкал/ч, работающая по закрытой схеме горячего снабжения.

Централизованное теплоснабжение потребителей Центрального округа обеспечивают ТЭЦ-4 (открытая схема горячего снабжения) и ТЭЦ СЗР (смешанная схема горячего снабжения), установленной тепловой мощностью 395 Гкал/ч и 710 Гкал/ч соответственно.

Завокзальная часть города Курска получает тепло в виде горячей воды от ведомственной котельной ООО «Теплогенерирующая компания», установленной мощностью 350 Гкал/час. Привокзальный район получает тепло от ведомственной котельной НГЧ Орловско-Курского отделения Московской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» (30 Гкал/час) и мелких квартальных котельных.

Потребители п. Северный г. Курска обеспечены теплом от ТЭЦ АО «ТЭСК» (27,7 Гкал/час). Проектом строительства ТЭЦ предусмотрено четыре очереди ввода в эксплуатацию оборудования в зависимости от типов застройки жилого района Северный и прироста объемов теплопотребления. Проектная тепловая мощность составляет 103,1 Гкал/час.

Структура полезного отпуска тепловой энергии филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация», ООО «Курская ТСК» по группам потребителей за 2014-2018 гг.

Таблица 3.7.1

Всего по филиалу

Группы потребителей	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год	
	Полезный отпуск, тыс.Гкал	Объем продаж т/э, тыс.руб. с НДС	Полезный отпуск, тыс.Гкал	Объем продаж т/э, тыс.руб. с НДС	Полезный отпуск, тыс.Гкал	Объем продаж т/э, тыс.руб. с НДС	Полезный отпуск, тыс. Гкал	Объем продаж т/э, тыс.руб. с НДС	Полезный отпуск, тыс.Гкал	Объем продаж т/э, тыс.руб. с НДС
Всего:	2 111,2	3 076 612,5	1 920,3	2 954 122,1	1903,9	3132795,0	1921,00	3317742,90	2028,58	3 485 931,8
Промышленные и приравненные к ним потребители	434,7	628 742,9	288,9	445 427,1	258,0	436959,2	240,7	421 436,5	229,9	399 797,9
Жилищные организации	1 184,0	1 717 621,0	1 166,6	1 779 874,9	1159,6	1885226,5	1 192,00	2 064 059,1	1268,32	2 174 376,2
Бюджетные организации	304,0	450 510,0	287,7	451 136,4	288,2	480740,6	292,50	503 689,5	312,43	537 714,1
Оптовые потребители-перепродавцы	188,5	279 738,6	177,2	277 683,7	198,1	329868,7	195,80	328 557,8	217,94	374 043,6

Структура полезного отпуска по группам потребителей за 2013-2018 гг. в процентном отношении от общего объема отпущенной тепловой энергии

Таблица 3.7.2

Группы потребителей	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промышленные и приравненные к ним потребители	21,6%	20,6%	15,0%	13,6%	12,53%	11,33%
Жилищные организации	56,0%	56,1%	60,8%	60,9%	62,05%	62,52%
Бюджетные организации	14,9%	14,4%	15,0%	15,1%	15,23%	15,41%
Оптовые потребители-перепродавцы	7,5%	8,9%	9,2%	10,4%	10,19%	10,74%

Рис. 3.7.1



Основными источниками тепловой энергии являются:

Курская ТЭЦ-1 (г. Курск, пр-т. Ленинского Комсомола, 20):

установленная электрическая мощность - 125 МВт;

установленная тепловая мощность – 904 Гкал/час;

вид топлива:

основное топливо – природный газ;

резервное топливо – уголь АШ (для энергетических котлов), мазут М-100 (для водогрейных котлов);

максимальная пропускная способность - ГРП-1 - 80,0 тыс.м3/ч, ГРП-2 - 214,0 тыс.м3/ч;

ёмкость угольного склада - 30 тыс.тонн;

ёмкость мазутного хозяйства - 20 тыс.т.

Информация об установленном оборудовании на ТЭЦ-1 приведена ниже.

Таблица 3.7.3

Котлы (энергетические)

Ст. №	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Фактические параметры пара		Производительность, т/ч	Вид топлива	Примечания
				Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
1.	ПК-19	1954	1955	100	510	120	Газ, уголь	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.05.2009
2.	ПК-19	1955	1955	100	510	120	Газ, уголь	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.08.2015
3.	ПК-19	1955	1956	100	510	120	Газ	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.08.2015
4.	ТП-15	1957	1958	100	540	220	Газ	-
5.	ТП-15	1958	1959	100	540	220	Газ, уголь	-
6.	ТП-15	1960	1960	100	540	220	Газ, уголь	-
7.	ТП-15	1962	1962	100	540	220	Газ, уголь	-
8.	ТП-15	1963	1963	100	540	220	Газ, уголь	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.01.2018
9.	ТП-15	1964	1964	100	540	220	Газ, уголь	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.01.2018

Таблица 3.7.4

Котлы (водогрейные)

Ст. №	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Производительность, Гкал/ч	Вид топлива	Примечания
1.	КВГМ-100	1978	1979	100,0	Газ, мазут	-
2.	КВГМ-100	1979	1979	100,0	Газ, мазут	-
3.	КВГМ-100	1981	1981	100,0	Газ, мазут	-
4.	КВГМ-100	1982	1982	100,0	Газ, мазут	-
5.	КВГМ-100	1986	1986	100,0	Газ, мазут	-
6.	КВГМ-100	1986	1987	100,0	Газ, мазут	-

Таблица 3.7.5

Турбины

Ст. №	Тип	Год изготовления	Год монтажа	Фактические параметры пара		Расход пара на турбину, т/ч	Отпуск пара из отборов, т/ч Р отб., кгс/см ²	Примечания
				Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
1.	Т-27-90М	1954	1956	90	500	160,0	100/1,2-2,5	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.01.2013
2.	ПТ-60-90/13	1958	1958 (замена ЦВД – 1991 г.)	90	535	337,5	<u>140/100</u> 13/1,2-2,5	-
3.	ПТ-65/75-90/13	1996	1998	90	535	398,0	<u>155/130</u> 13/0,7-2,5	-
4.	ПТ-50-90/13	1960	1962	90	535	337,5	<u>140/100</u> 13/1,2-2,5	Выведена из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.01.2018

Таблица 3.7.6

Генераторы

№	Тип, завод-изготовитель	Год изготовления	Год монтажа	P, МВт	U, кВ	Тип возбуждения	Тип охлаждения	Примечания
1.	ТВ-2-30-2, Эл. сила	1955	1956	30	6	Машинное	Воздух	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.01.2013
2.	ТВФ-63-2 СибЭТМ	1988	1989	63	6	СТС-300-1600-2,5	Водород	
3.	ТВФ-63-2ЕУЗ СибЭТМ	1995	1998	63	6	СТС-250-2100-2,5	Водород	
4.	ТВ-60-2 Эл. сила	1961	1962	60	10	Машинное	Водород	Выведен из эксплуатации с целью длительной консервации с 01.01.2018

Курская ТЭЦ-4 (г. Курск, ул. Н. Набережная, 9):

- установленная электрическая мощность - 4,8 МВт;
- установленная тепловая мощность – 395 Гкал/час;
- вид топлива:
 - основное топливо – природный газ,
 - резервное топливо – мазут (М-100);
- максимальная пропускная способность ГРП - 50,0 тыс.м³/ч;
- ёмкость мазутного хозяйства - 10000 т.

Информация об установленном оборудовании на ТЭЦ-4 приведена ниже.

Таблица 3.7.7

Котлы (паровые)

Ст. №	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Фактические параметры пара		Производительность, т/ч	Вид топлива	Примечания
				Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
1.	ЗВГ-400	1931	1932	23	375	23	Газ, мазут	-
2.	ЗВГ-400	1932	1932	23	375	23	Газ, мазут	-
3.	ЗВГ-400	1932	1934	23	375	23	Газ, мазут	-
4.	КТО-2	1937	1937	23	375	30	Газ, мазут	-

Таблица 3.7.8

Котлы (водогрейные)

Ст. №	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Производительность, Гкал/ч	Вид топлива	Примечания
1.	ПТВМ-50	1965	1966	50,0	Газ, мазут	-
2.	ПТВМ-100	1972	1972	100,0	Газ, мазут	-
3.	КВГМ-100	1983	1985	100,0	Газ, мазут	-
4.	КВГМ-100	1988	1989	100,0	Газ, мазут	-

Таблица 3.7.9

Турбины

Ст. №	Тип	Год изготовления	Год монтажа	Фактические параметры пара		Расход пара на турбину, т/ч	Отпуск пара из отборов, т/ч Р отб., кгс/см ²	Примечания
				Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
1.	Р-6-35/10М	1982	1982	21	375	75	75	-

Таблица 3.7.10

Генераторы

№	Тип, завод-изготовитель	Год изготовления	Год монтажа	P, МВт	U, кВ	Тип возбуждения	Тип охлаждения	Примечания
1.	T-6-2-УЗ, ТГЗ Лысьва	1982	1982	6,0	6	БВУГ-2143	Воздух	-

Курская ТЭЦ СЗР (г. Курск, ул. 2-я Орловская, 59):

установленная электрическая мощность - 116,9 МВт;

установленная тепловая мощность - 710 Гкал/ч;

вид топлива:

основное топливо - природный газ,

резервное топливо – мазут М-100 (для водогрейных котлов КВГМ-100 и паровых котлов ДЕ-25-14ГМ);

максимальная пропускная способность - ГРУ-1 - 33,0 тыс.м3/ч, ГРУ-2 - 33,0 тыс.м3/ч, ППГ ПГУ- 13,0 тыс.м3/ч;

ёмкость мазутного хозяйства - 4000 т.

Таблица 3.7.11

Турбина паровая

Ст. №	Тип	Год изготовления	Год монтажа	Номинальная мощность	Фактические параметры пара		Расход пара на турбину, т/ч	Отпуск пара из отборов, т/ч Р отб., кгс/см2
				МВт	Давление, кгс/см2	Температура, С		
1.	T-25/34-3,4/0,12	2009	2011	25,9	35	435	150,0	100/1,2

Таблица 3.7.12

Турбины газовые

Ст.№	Тип	Год изготовления	Год монтажа	Номинальная мощность, МВт	Расход газа, кг/час	Температура выхлопа, °С	Расход выхлопа, кг/с
1.	LM 6000PD SPRINT	2008	2011	45,3	7345	453,5	123,9
2.	LM 6000PD SPRINT	2008	2011	45,7	7345	453,5	123,9

Таблица 3.7.13

Генераторы

Ст. №	Тип, завод-изготовитель	Год изготовления	Год монтажа	P, МВт	U, кВ	Тип возбуждения	Тип охлаждения
1.	BDAX7-290ERJT, BRUSH, Великобритания	2008	2011	50,8	11,5	бесщеточное	Воздух
2.	BDAX7-290ERJT, BRUSH, Великобритания	2008	2011	50,8	11,5	бесщеточное	Воздух
3.	T-32-2B3, ОАО «Привод», г.Лысьва	2008	2011	32	11,0	бесщеточное	Воздух

Таблица 3.7.14

Котлы-утилизаторы (паровые)

Ст.№	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Фактические параметры пара		Производительность, т/ч	Вид топлива
				Давление, кгс/см ²	Температура, С		
1.	Пр-75-4,0-440Д	2009	2011	40	440	75	Газ
2.	Пр-75-4,0-440Д	2009	2011	40	440	75	Газ

Таблица 3.7.15

Котлы (паровые)

Ст. №	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Фактические параметры пара		Производительность, т/ч	Вид топлива
				Давление, кгс/см ²	Температура С		
1.	ДЕ-25-14ГМ	1984	1985	14	194	25	Газ, мазут
2.	ДЕ-25-14ГМ	1984	1985	14	194	25	Газ, мазут

Таблица 3.7.16

Котлы (водогрейные)

Ст. №	Марка котла	Год изготовления	Год монтажа	Производительность, Гкал/ч	Вид топлива
1.	КВГМ-100	1985	1985	100,0	Газ, мазут
2.	КВГМ-100	1985	1985	100,0	Газ, мазут
3.	КВГМ-100	1987	1988	100,0	Газ, мазут
4.	КВГМ-100	1987	1990	100,0	Газ, мазут
5.	КВГМ-100	1992	1993	100,0	Газ, мазут
6.	КВГМ-100	1994	1994	100,0	Газ, мазут

3.8. Структура установленной электрической мощности на территории Курской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2018 году.

Установленная мощность генерирующих электроисточников на территории Курской области составляет 4336,5 МВт, из них следующие субъекты:

Курская АЭС (4000 МВт);
Курская ТЭЦ-1 (125 МВт);
Курская ТЭЦ-4 (4,8 МВт);
Курская ТЭЦ СЗР (116,9 МВт);

электростанции промышленных предприятий, работающие параллельно с сетью (24 МВт), в том числе:

ОАО «Кривец-сахар» 12 МВт (2х6);
ООО «КУРСКСАХАРПРОМ», филиал «Золотухинский» 12 МВт (2х6).

Электростанции промышленных предприятий, не работающие параллельно с сетью:

ТЭЦ АО «ТЭСК» 7,8 МВт;
ОАО «Кшенский сахарный завод» 12 МВт (2х6);
ЗАО «Олымский сахарный завод» 6 МВт (1х6);
ООО «Промсахар» 6 МВт (1х6);
ОАО «Сахарный комбинат Львовский» 6 МВт (1х6);
ООО «Сахаринвест» 5 МВт (2х2,5).

3.9. Структура выработки электроэнергии в 2018 году по типам электростанций и видам собственности.

Таблица 3.9

	Выработка, млн. кВт·ч	% от общей выработки
Всего:	25916,9	100
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» - Курская атомная станция	24772,8	95,58
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	1091,8	4,21
Блок-станции сахарных заводов	52,2	0,20

3.10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности Курской энергосистемы за последние 5 лет.

Таблица 3.10.1

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Производство	30 496	30 797	28 543	29 755	25 917

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
всего, млн кВт·ч, в т.ч.					
АЭС	29 224	29 710	27 489	28 632	24 773
ТЭС	1 272	1 087	1 055	1 123	1 144
Потребление	8 503	8 609	8 681	8 794	8 591
Сальдо перетоков	-21 993	-22 188	-19 862	-20 961	-17 326

Потребление электрической энергии и мощности Курской энергосистемы находится в прямой зависимости от величины выработки электроэнергии и собственных нужд Курской АЭС, потребления электроэнергии ПАО «Михайловский ГОК». Вторым по значимости фактором, влияющим на потребление электроэнергии и мощности, является температурный фактор.

Баланс мощности Курской энергосистемы на час собственного максимума за 2018 год, МВт

Таблица 3.10.2

№ п/п	Наименование	2018
Потребность (собственный максимум):		
1	Нагрузка потребителей Курской области с учетом СН электрических станций и потерь в сети	1228,41
Установленная мощность, МВт		
2	Электрические станции Курской области всего, в том числе:	4270,70
2.1	АЭС	4000,00
2.2	ТЭС	246,70
2.3	Электростанции промышленных предприятий	24,00

Характеристика балансов электрической энергии и мощности электростанций филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация» за 2014-2018 годы

Таблица 3.10.3

Электростанция	Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ТЭЦ-1	Выработка, млн.кВт·ч	501,618	274,137	287,865	307,431	292,9
	Полезный отпуск, млн.кВт·ч	410,549	198,311	210,392	229,583	216,7
	Рабочая мощность, МВт	144,75	154,1	153,25	163,02	109,4

ТЭЦ-4	Выработка, млн.кВт·ч	28,161	25,452	28,765	28,233	29,5
	Полезный отпуск, млн.кВт·ч	8,883	7,284	9,590	8,144	10,3
	Рабочая мощность, МВт	3,27	3,20	3,28	3,24	3,4
ТЭЦ СЗР	Выработка, млн.кВт·ч	717,680	755,801	695,503	736,342	769,4
	Полезный отпуск, млн.кВт·ч	643,198	682,289	623,485	662,235	695,5
	Рабочая мощность, МВт	94,72	99,54	92,21	96,91	103,5

Характеристика балансов электрической энергии филиала АО
«Концерн Росэнергоатом» - «Курская атомная станция» за 2014-2018 годы

Таблица 3.10.4

Отчетный период	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Коэффициент использования установленной мощности АЭС, %
2014 г.	29 223,952	83,4
2015 г.	29 709,768	84,8
2016 г.	27 488,726	78,2
2017 г.	28 631,781	81,7
2018 г.	24 772,8	70,7

3.11. Топливо-энергетический баланс Курской области за 2018 г.

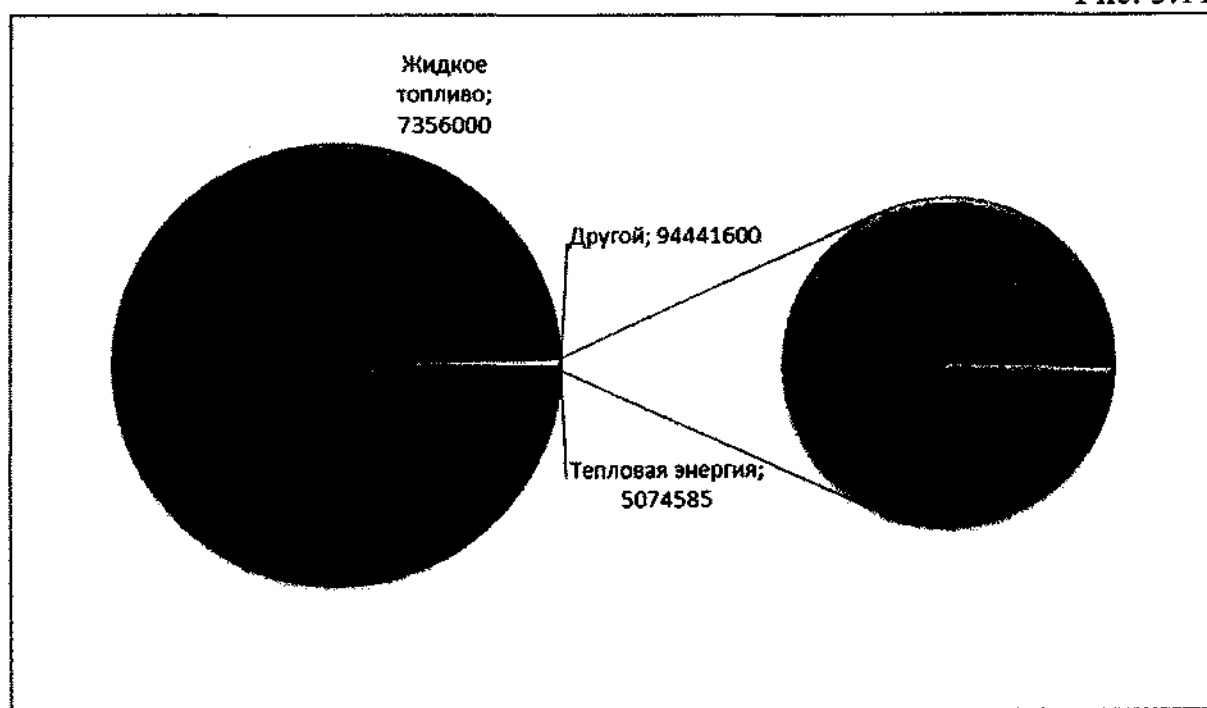
Таблица 3.11

Наименование ресурса	Единица измерения	2018 год		
		Объем производства	Объем потребления	Объем полезного отпуска
Тепловая энергия	Гкал	5831660	5228050	5074585
Электрическая энергия	Млн. кВт·ч	25916,9	8591	8591
Жидкое топливо	тонн условного топлива	-	7356	7356

Газ	м3	-	2210547905	2210547905
Вода	м3	71544100	64389600	64389600
Прочие	тонн условного топлива	-	30052	30052

Структура потребления топливно-энергетических ресурсов в Курской области.

Рис. 3.11



3.12. Состав существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

1. АО «Концерн Росэнергоатом» - Курская АЭС – 4000 МВт (4х1000).
2. Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»:
 - Курская ТЭЦ-1 – 125 МВт (ТГ-3 – 60 МВт, ТГ-4 – 65 МВт);
 - ТЭЦ СЗР – 116,9 МВт (1ГТ – 45,3 МВт, 2ГТ – 45,7 МВт, 3ПТ – 25,9 МВт);
 - Курская ТЭЦ-4 – 4,8 МВт (ТГ-1х4,8).
3. ОАО «Кривец - сахар» - 12 МВт (2х6).
4. ООО «КУРСКСАХАРПРОМ», филиал «Золотухинский» - 12 МВт(2х6).

На территории Курской области имеются блок-станции, не работающие параллельно с сетью, в том числе:

- ОАО «Кшенский сахарный завод» 12 МВт (2х6);
- ЗАО «Олымский сахарный завод» 6 МВт (1х6);
- ООО «Промсахар» 6 МВт (1х6);

ОАО «Сахарный комбинат Львовский» 6 МВт (1х6);
 ООО «Сахаринвест» 5 МВт (2х2,5).

3.13. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике).

Вопросами энергосбережения в Курской области вплотную стали заниматься с 2001 года. Проведенная в 2001-2002 годах работа в данном направлении подготовила необходимую базу для создания комплексного государственного управления энергосбережением в Курском регионе.

На первоначальном этапе приоритетными задачами являлись:

подготовка нормативной правовой базы Курской области в сфере энергосбережения;

создание системы управления энергосбережением на территории Курской области;

разработка и утверждение первой областной целевой Программы энергосбережения Курской области на 2002-2005 годы.

Одним из основных направлений исполненной областной целевой Программы «Энергосбережение Курской области на период 2002-2005 годов» являлось наведение порядка в вопросах учета потребления энергоресурсов через оснащение потребителей приборами учета ТЭР, особенно в бюджетной сфере.

В целом в 2002-2005 годах в бюджетных организациях Курской области было установлено 2899 приборов учета ТЭР.

Установка приборов учета в организациях бюджетной сферы в 2002 - 2005 годах

Таблица 3.13.1

Годы	Счетчики холодной воды	Двухтарифные электросчетчики на электрокотельных	Счетчики тепла	Счетчики газа	Итого (шт.)
2002 г.	267	391	168	0	826
2003 г.	149	140	116,9	0	404
2004 г.	671	194	247	26	1138
2005 г.	241	63	227	0	531
Итого	1328	788	757	26	2899

Эффективность установки приборов учета ТЭР активизировала работу в жилом муниципальном фонде, частном секторе и прочих хозяйствующих субъектах. Так, в 2004-2005 годах у потребителей указанных групп была произведена установка 20119 приборов учета ТЭР.

Высвобождаемые денежные средства идут на реализацию мероприятий по энергосбережению в таких важных сферах, как здравоохранение, образование, социальное обеспечение и культура.

В 2004-2005 годах реализованы мероприятия по внедрению автоматики регулирования энергоресурсов, энергоэффективного оборудования и энергосберегающих технологий на многих предприятиях муниципальной энергетики.

Проведенный анализ показывает, что после установки теплосчетчиков в бюджетных учреждениях только в 2006 году реальное потребление тепловой энергии оказалось меньше на 16,8 тыс. Гкал, что позволило сэкономить 13,4 млн. руб. областного бюджета.

С начала действия Программы энергосбережения в Курской области темпы роста промышленного производства стали превышать темпы роста потребления электрической энергии в среднем на 3,5 % в год.

Эффективность реализации областной целевой Программы «Энергосбережение Курской области на период 2002-2005 годов» характеризуется следующими показателями, приведенными в прилагаемой таблице.

**Показатели выполнения областной целевой Программы
«Энергосбережение Курской области на период 2002-2005 годов»**

Таблица 3.13.2

№ п/п	Показатели	Ед. измерения	План	Факт
1.	Задание по суммарной экономии ТЭР	тыс. т у. т.	65,0	152,0
2.	Объемы финансирования в ценах 2004 года, в том числе:	млн. руб.	332	403,1 (без перевода котельных на газ)
2.1.	Средства федерального бюджета	млн. руб.	17,5	0,0
2.2.	Средства областного бюджета	млн. руб.	29,5	220,0 (перевод котельных на газ)
2.3.	Средства муниципальных бюджетов	млн. руб.	35,9	105,2
2.4.	Консолидированные средства по областной Программе энергосбережения	млн. руб.	100,7	50,6
2.5.	Средства хозяйствующих субъектов (промышленность, ТЭК и МУП энергетики)	млн. руб.	149,0	247,3
3.	Экономический эффект от реализованных мероприятий с 2002 г. по 01.01.2006 по Программе	млн. руб.	510	874

Областная целевая Программа «Энергосбережение Курской области на период 2006-2010 годов» являлась продолжением проводившейся работы по предыдущей Программе и стала переходом от первого этапа реализации мероприятий к эффективным энергосберегающим технологиям и мероприятиям, в том числе:

внедрение новых энергосберегающих технологий, оборудования и материалов;

внедрение автоматики регулирования потребления ТЭР;
внедрение АИСКУЭ;
модернизация системы электроснабжения на энергетических предприятиях;

освоение выпуска энергосберегающего оборудования и материалов.

Помимо этого в Программу были включены мероприятия, показавшие высокую экономическую эффективность, в том числе:

установка приборов учета ТЭР;
перевод котельных на природный газ;
внедрение поквартирного газового отопления.

Показатели выполнения областных целевых программ в период
2006-2010 годов

Таблица 3.13.3

№ п/п	Источники финансирования энергосберегающих мероприятий	(млн. руб.)
1.	Средства федерального бюджета	0,00
2.	Средства областного бюджета	46,45
3.	Аккумулируемые средства областной целевой Программы «Энергосбережение Курской области на период 2006-2010 годы»	33,5
4.	Средства муниципальных бюджетов и муниципальной энергетики	276,7
5.	Собственные средства предприятий, организаций, учреждений и других хозяйствующих субъектов	573,1
ВСЕГО		929,75
Экономический эффект от реализации мероприятий		
Суммарный экономический эффект (млн. руб.)		План
		470,0
Экономия энергоресурсов (тыс. т у.т.)		Факт
		508,3
		План
		43,0
		Факт
		86,5

Установка приборов учета в организациях бюджетной сферы
в 2006 - 2010 годах

Таблица 3.13.4

Годы	Счетчики холодной воды	Двухтарифные электросчетчики на электрокотельных	Счетчики тепла	Счетчики газа	Итого (шт.)
2006 г.	361	137	82	24	604
2007 г.	197	0	49	43	289
2008 г.	230	0	43	75	348
2009 г.	0	0	14	0	14
2010 г.	408	51	208	28	695
Итого	1196	188	396	170	1950

За период 2002 - 2010 годов при реализации энергосберегающих проектов было сэкономлено 337,9 тыс. тонн условного топлива при плане 154 тыс. тонн условного топлива, экономический эффект составил 1859,6 млн. руб. при плане 1431 млн. руб.

Экономический эффект от реализации мероприятий программ в период 2006-2012 годов составил порядка 1,7 млрд. рублей.

Постановлением Администрации Курской области от 15.10.2010 № 487-па была утверждена областная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Курской области на 2010-2015 годы и на перспективу до 2020 года», в которой в качестве основного целевого показателя ее реализации являлась энергоемкость ВРП.

Постановлением Администрации Курской области от 21.10.2013 № 757-па (в редакции постановления Администрации Курской области от 03.11.2016 № 839-па) утверждена государственная Программа Курской области «Повышение энергоэффективности и развитие энергетики в Курской области», которая продолжает реализацию поставленных ранее целей и задач.

Таблица 3.13.5

Наименование показателя	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Динамика энергоемкости валового регионального продукта - для региональных программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности	кг у.т./1000 руб. ВРП	44,8	43,8	42,9	39,9	33,03	32,1	31,6	30,44	29,62

Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Таблица 3.13.6

№ п/п	Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности			
	Наименование показателей	Единица измерения	2018 год	
			Запланированные Программой	Достигнутые показатели
Общие целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности				
1.	Энергоемкость валового регионального продукта Курской области (для фактических условий)	т.у.т./млн. руб.	0,01350	0,01359
2.	Энергоемкость валового регионального продукта Курской области (для сопоставимых условий)	т.у.т./млн. руб.	0,03026	0,03044
3.	Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему валового регионального продукта Курской области	%	13,6	13,6

№ п/п	Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности			
	Наименование показателей	Единица измерения	2018 год	
			Запланированные Программой	Достигнутые показатели
4.	Доля объема электрической энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме электрической энергии, потребляемой (используемой) на территории Курской области	%	99,95	99,95
5.	Доля объема тепловой энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме тепловой энергии, потребляемой (используемой) на территории Курской области	%	87,0	87,1
6.	Доля объема холодной воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме воды, потребляемой (используемой) на территории Курской области	%	86,0	86,1
7.	Доля объема горячей воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме воды, потребляемой (используемой) на территории Курской области	%	86	86,1
8.	Доля объема природного газа, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме природного газа, потребляемого (используемого) на территории Курской области	%	96,5	97,31
9.	Доля объема энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Курской области	%	0	0
10.	Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Курской области (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт)	%	0	0
11.	Ввод мощностей генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории Курской области (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт)	МВт	0	0
Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в государственном секторе				
12.	Удельный расход электрической энергии на снабжение органов государственной власти Курской области и государственных учреждений Курской области (в расчете на 1 кв. м общей площади)	кВт*ч/кв. м	19,85	19,86

№ п/п	Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности			
	Наименование показателей	Единица измерения	2018 год	
			Запланированные Программой	Достигнутые показатели
13.	Удельный расход тепловой энергии на снабжение органов государственной власти Курской области и государственных учреждений Курской области (в расчете на 1 кв. м общей площади)	Гкал/кв. м	0,0968	0,0965
14.	Удельный расход холодной воды на снабжение органов государственной власти Курской области и государственных учреждений Курской области (в расчете на 1 человека)	куб. м/чел.	4,30	4,14
15.	Удельный расход горячей воды на снабжение органов государственной власти Курской области и государственных учреждений Курской области (в расчете на 1 человека)	куб. м/чел.	0,78	0,76
16.	Удельный расход природного газа на снабжение органов государственной власти Курской области и государственных учреждений Курской области (в расчете на 1 человека)	куб. м/чел.	13,00	12,95
17.	Отношение экономии энергетических ресурсов и воды в стоимостном выражении, достижение которой планируется в результате реализации энергосервисных договоров (контрактов), заключенных органами государственной власти Курской области и государственными учреждениями Курской области, к общему объему финансирования региональной программы	%	0	0
18.	Количество энергосервисных договоров (контрактов), заключенных органами государственной власти Курской области и государственными учреждениями Курской области	шт.	1,00	1,00
19.	Суммарный удельный расход энергетических ресурсов на снабжение органов государственной власти Курской области и государственных учреждений Курской области (в расчете на 1 кв.м)	т.у.т./кв. м	0,0187	0,0199
Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в жилищном фонде				
20.	Удельный расход тепловой энергии в многоквартирных домах (в расчете на 1 кв. м общей площади)	Гкал/кв. м	0,127	0,126
21.	Удельный расход холодной воды в многоквартирных домах (в расчете на 1 жителя)	куб. м/чел.	41,9	41,850
22.	Удельный расход горячей воды в многоквартирных домах (в расчете на 1 жителя)	куб. м/чел.	15,14	15,100
23.	Удельный расход электрической энергии в многоквартирных домах (в расчете на 1 кв. м общей площади)	кВт·ч/кв. м	28,6	28,58
24.	Удельный расход природного газа в многоквартирных домах с индивидуальными системами газового отопления (в расчете на 1 кв. м общей площади)	тыс. куб. м/кв. м	0,046	0,046

№ п/п	Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности			
	Наименование показателей	Единица измерения	2018 год	
			Запланированные Программой	Достигнутые показатели
25.	Удельный расход природного газа в многоквартирных домах с иными системами теплоснабжения (в расчете на 1 жителя)	тыс. куб. м/чел.	0,12	0,119
26.	Удельный расход природного газа в многоквартирных домах Курской области	куб. м/кв.м.	273,9	273,80
27.	Удельный суммарный расход энергетических ресурсов в многоквартирных домах	т.у.т./кв. м	0,037	0,0369
28.	Энергоемкость промышленного производства для производства 3 видов продукции, работ (услуг), составляющих основную долю потребления энергетических ресурсов на территории Курской области в сфере промышленного производства	кг. у.т./тыс. руб.	-	-
	ОАО «Михайловский ГОК»	кг. у.т./тыс. руб.	40	34,7
	ОАО «Фармстандарт - Лексредства»	кг. у.т./тыс. руб.	1,350	1,04
	АО «Авиаавтоматика» имени В.В.Тарасова	кг. у.т./тыс. руб.	15,8	9,0
Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры				
29.	Удельный расход топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями	т.у.т./тыс. МВт·ч	182800,0	193354
30.	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями	т.у.т./млн. Гкал	159800	160293
31.	Доля потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям в общем объеме переданной электрической энергии	%	10	10,4
32.	Удельный расход электрической энергии, используемой при передаче тепловой энергии в системах теплоснабжения	кВт·ч/куб. м	0,69	1,08
33.	Доля потерь тепловой энергии при ее передаче в общем объеме переданной тепловой энергии	%	16,2	19,8
34.	Доля потерь воды при ее передаче в общем объеме переданной воды	%	13,8	14,8
35.	Удельный расход электрической энергии, используемой для передачи (транспортировки) воды в системах водоснабжения (на 1 куб. м)	кВт·ч/ куб. м	0,352	0,484
36.	Удельный расход электрической энергии, используемой в системах водоотведения (на 1 куб. м)	кВт·ч/ куб. м	0,399	0,328
37.	Удельный расход электрической энергии в системах уличного освещения (на 1 кв. м освещаемой площади с уровнем освещенности, соответствующим установленным нормативам)	кВт·ч/кв. м	0,000584	0,000583

№ п/п	Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности			
	Наименование показателей	Единица измерения	2018 год	
			Запланированные Программой	Достигнутые показатели
38.	Доля энергоэффективных уличных светильников в общем объеме уличных светильников на территории Курской области	%	53,67	60,3
Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в транспортном комплексе				
39.	Количество высокoeкономичных по использованию моторного топлива и электрической энергии (в том числе относящихся к объектам с высоким классом энергетической эффективности) транспортных средств, относящихся к общественному транспорту, регулирование тарифов на услуги по перевозке на котором осуществляется Курской областью	ед.	1178	1181
40.	Количество транспортных средств, относящихся к общественному транспорту, регулирование тарифов на услуги по перевозке на котором осуществляется Курской областью, в отношении которых проведены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе по замещению бензина и дизельного топлива, используемых транспортными средствами в качестве моторного топлива, природным газом, газовыми смесями, сжиженным углеводородным газом, используемыми в качестве моторного топлива, и электрической энергией	ед.	18	49
41.	Количество транспортных средств, использующих природный газ, газовые смеси, сжиженный углеводородный газ в качестве моторного топлива, регулирование тарифов на услуги по перевозке на которых осуществляется Курской областью	ед.	421	480
42.	Количество транспортных средств с автономным источником электрического питания, относящихся к общественному транспорту, регулирование тарифов на услуги по перевозке на котором осуществляется Курской областью	ед.	0	0
43.	Количество транспортных средств, используемых органами государственной власти Курской области, государственными учреждениями и государственными унитарными предприятиями Курской области, в отношении которых проведены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе по замещению бензина и дизельного топлива, используемых транспортными средствами в качестве моторного топлива, природным газом, газовыми смесями и сжиженным углеводородным газом, используемыми в качестве моторного топлива	ед.	0	0
44.	Количество транспортных средств с автономным источником электрического питания, используемых органами государственной власти Курской области, государственными учреждениями и государственными унитарными	ед.	0	0

№ п/п	Сведения о выполнении целевых показателей региональной Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности			
	Наименование показателей	Единица измерения	2018 год	
			Запланированные Программой	Достигнутые показатели
	предприятиями Курской области			
45.	Количество транспортных средств, использующих природный газ, газовые смеси, сжиженный углеводородный газ в качестве моторного топлива, зарегистрированных на территории Курской области	ед.	460	620
46.	Количество автомобилей легковых с автономным источником электрического питания, зарегистрированных на территории Курской области	ед.	0	0

Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры

Таблица 3.13.7

1.	Проведение обязательных энергетических обследований организаций коммунального комплекса	Разработка энергетических паспортов и составление мероприятий по энергосбережению и эффективному использованию ТЭР и воды
2.	Выявление бесхозных объектов недвижимого имущества, используемых для передачи энергетических ресурсов (включая газоснабжение, тепло- и электроснабжение), организация постановки в установленном порядке таких объектов на учет в качестве бесхозных объектов недвижимого имущества и затем признание права муниципальной собственности на такие бесхозные объекты недвижимого имущества	Выявление и учет бесхозных объектов недвижимого имущества, используемых для передачи энергетических ресурсов, организация их обслуживания и эксплуатации
3.	Строительство тепловых сетей с использованием современных технологий и видов изоляций	Повышение надежности (бесперебойности) эксплуатации тепловых сетей, сокращение потерь тепловой энергии и подпиточной воды при передаче в 2020 г. до 10,7%
4.	Реализация программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности для организаций коммунального комплекса, включая разработку технико-экономических обоснований на внедрение энергоэффективного оборудования (частотнорегулируемых приводов,	Реализация потенциала энергосбережения

	автоматики регулирования и т.д.)	
5.	Внедрение систем АСКУЭ в сфере водоснабжения и водоотведения	Повышение точности контроля и учета энергетических ресурсов
6.	Снижение энергопотребления на собственные нужды организациями коммунального комплекса за счет внедрения энергоэффективного оборудования	Снижение платы за потребленные энергетические ресурсы
7.	Реконструкция систем уличного освещения за счет установки энергосберегающих светильников	Снижение платы за потребленную уличным освещением электрическую энергию

3.14. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним.

Таблица 3.14.1

Основные сведения по ВЛ-750 кВ

№ п.п.	Наименование ВЛ	U ном., кВ	Протяженность (по территории Курской области), км
1.	Курская АЭС-Североукраинская	750	186,1 (86,4)
2.	Курская АЭС-Металлургическая	750	189,9 (129,1)
3.	Курская АЭС-Новобрянская	750	202,94 (77,12)
4.	ВЛ 750 кВ Курская АЭС 2-3	750	3,88 (3,88)
ВСЕГО:			582,82 (296,5)

Таблица 3.14.2

Основные сведения по ВЛ 330 кВ

№ п.п.	Наименование ВЛ	U ном., кВ	Протяженность (по территории Курской области), км
1.	Южная-Железногорская	330	111,15 (111,15)
2.	Курская АЭС-Железногорская	330	101,17
3.	Курская АЭС-Сумы Северная	330	129,4 (86,9)
4.	Курская – Южная	330	24,13 (24,13)
5.	Южная-Фрунзенская	330	129,5 (60,2)

6.	Курская АЭС-Южная I цепь	330	40,86 (40,86)
7.	Курская АЭС-Южная II цепь	330	28,04 (28,04)
8.	Южная-Садовая	330	28,2 (28,2)
9.	Курская АЭС-Курская	330	45,94 (45,94)
10.	Курская-Сеймская	330	42,12 (42,12)
11.	Курская АЭС-Шостка	330	163,7 (96)
12.	ВЛ 330 кВ 2АТ	330	3,64 (3,64)
ВСЕГО:			847,85 (668,35)

Таблица 3.14.3

Основные сведения по ПС 330 кВ

№ п.п.	Наименование подстанции	Кол-во и мощность транс-ров, МВА	Кол-во ВЛ 330 кВ, шт.	Кол-во ВЛ 220 кВ, шт.	Кол-во ВЛ 110 кВ, шт.	Кол-во ВЛ 10 кВ, шт.
1.	Железнодорожная 330/220/110 кВ	2 x 240 6 x 200	2	2	29	-
2.	Южная 330/110 кВ	2 x 200	6	-	10	-
3.	Курская 330/110 кВ	2 x 200	3	-	4	-
4.	Сеймская 330/110 кВ	1 x 200	1	-	8	-
5.	Садовая 330/110/35/10 кВ	2 x 200 2 x 25	1	-	12	20

Таблица 3.14.4

Основные сведения по ПС 110 кВ

№ п.п.	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощн. установленных тр - ров, МВА
1.	Аккумуляторная	110/6	1992	2 x 25,0
2.	АРЗ	110/10	1991	6,3 + 10,0
3.	Артюховка	110/ 35/10	1984	1 x 6,3
4.	Атомград	110/ 35/10	1997	2 x 25,0
5.	Б. Жирово	110/10	1968	2 x 6,3
6.	Басово	110/ 35/10	1962	5,6 + 10,0
7.	Бекетово	110/10	1979	2 x 6,3
8.	Белая	110/ 35/10	1970	2 x 16,0
9.	Беседино	110/ 35/10	1977	1 x 6,3

№ п.п.	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мошн. установленных тр – ров, МВА
10.	Бобрышово	110/ 35/10	1972	2 x 6,3
11.	Винниково	110/10	1987	2,5 + 6,3
12.	Возрождение	110/10	2014	2 x 10
13.	Волокно	110/ 35/6	1965	40,0 + (2 x 40,5)
14.	Восход	110/10	1989	1 x 10,0
15.	Высокая	110/10	1970	2 x 16,0
16.	Глушково	110/ 35/10	1980	2 x 10,0
17.	Городская	110/10	1989	2 x 25,0
18.	Горшечное	110/ 35/10	1966	2 x 25,0
19.	Дмитриев	110/ 35/10	1962	2 x 10,0
20.	Долгие Буды	110/6	1979	2 x 10,0
21.	Жуковка	110/ 35/10	1990	1 x 10,0
22.	Журятино	110/ 35/10	1993	1 x 6,3
23.	Забелье	110/10	1978	1 x 2,5
24.	Золотухино	110/ 35/10	1973	2 x 25,0
25.	Ивница	110/10	1964	1 x 6,3
26.	Камыши	110/ 35/10	1982	2 x 6,3
27.	Касторное	110/ 35/10	1967	15,0 + 16,0
28.	Киликино	110/ 35/10	1981	2 x 16,0
29.	Кировская	110/ 35/6	1971	2 x 40,0
30.	Клюква	110/ 35/10	1993	2 x 16,0
31.	Компрессорная	110/10	1985	2 x 40,0
32.	Коньшевка	110/ 35/10	1978	10,0 + 16,0
33.	Котельная	110/10	1987	10,0 + 25,0
34.	Кшень	110/ 35/10	1966	2 x 10,0
35.	Лачиново	110/ 35/10	1977	1 x 10,0
36.	Лесная	110/6	1989	2 x 40,0
37.	Лукашевка	110/ 35/10	1969	1 x 16,0
38.	Льгов	110/ 35/10	1970	2 x 25,0

№ п.п.	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощн. установленных тр – ров, МВА
39.	Любостань	110/ 35/10	1976	6,3 + 10,0
40.	Малая Локня	110/10	1972	1 x 10,0
41.	Мангурово	110/ 35/6	1977	2 x 16,0
42.	Марица	110/ 35/10	1977	1 x 6,3
43.	8-е Марта	110/ 35/10	1981	6,3 + 10,0
44.	Мартовская	110/10	1984	2 x 6,3
45.	Марьино	110/ 35/10	1971	10,0 + 25,0
46.	Медвенка	110/ 35/10	1983	2 x 10,0
47.	Нефтяная	110/6	1977	2 x 10,0
48.	Обоянь	110/ 35/10	1987	16,0 + 25,0
49.	Октябрьская	110/ 35/10	1975	2 x 16,0
50.	Ольховка	110/ 35/10	1980	2 x 6,3
51.	Паники	110/10	1988	2 x 2,5
52.	Пены	110/ 35/10	1981	2 x 16,0
53.	Прибор	110/10	1977	2 x 25,0
54.	Прогресс	110/10	1990	2 x 63,0
55.	ПТФ	110/10	1974	6,3 + 10,0
56.	Р. Буды	110/ 35/10	1986	2 x 10,0
57.	Разиньково	110/ 35/10	1973	6,3 + 10,0
58.	Расховец	110/ 35/10	1972	1 x 6,3
59.	Рудная	110/ 35/10	1959	2 x 31,5
60.	Рыльск	110/ 35/10	1971	16,0 + 25,0
61.	Семеновская	110/10	1984	1 x 2,5
62.	Соловьиная	110/10	1978	2 x 25,0
63.	СТК	110/10	1979	2 x 10,0
64.	Студенок	110/10	1981	2 x 6,3
65.	Суджа	110/ 35/10	1994	2 x 25,0
66.	Счетмаш	110/ 35/10	1990	2 x 25,0
67.	Тепличная	110/6	1990	2 x 25,0

№ п.п.	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощн. установленных тр – ров, МВА
68.	Теткино	110/ 35/10	1970	2 x 10,0
69.	Тим	110/ 35/10	1977	6,3 + 16,0
70.	Троицкая	110/ 35/10	1977	1 x 10,0
71.	Уютное	110/ 35/10	1972	10,0 + 16,0
72.	Фатеж	110/ 35/10	1962	2 x 16,0
73.	Фосфоритная	110/ 35/10	1958	2 x 25,0
74.	Хомутовка	110/ 35/10	1962	7,5 + 10,0
75.	Черемисиново	110/ 35/10	1967	2 x 16,0
76.	Черемошки	110/ 35/10	1977	2 x 6,3
77.	Шумаково	110/ 35/10	1974	2 x 10,0
78.	Щигры	110/ 35/10	1968	2 x 25,0
79.	Ястребовка	110/ 35/10	1973	7,5 + 10,0
80.	Центральная	110/10	2008 г. (комплексная реконструкция)	2x40
81.	Родники	110/10	2011	2x25
82.	ГПП № 6	110/6	1982	2x16
83.	ГПП № 1	110/6	1976	2x80
84.	ГПП № 3	110/6	1976	2x80
85.	ПС № 39	110/35/6	1980	2x40
86.	ГПП № 2	110/6	1976	2x80
87.	ПС № 16	110/6	1966	2x10
88.	ПС «Стройиндустрия»	110/6	1970	2x10
89.	ГП № 4	110/6	1977	2x16
90.	ГП № 5	110/6	1976	2x16
91.	ГП № 7	110/6	1978	2x16
92.	ГП № 8	110/6	1977	2x16
93.	ГП № 9	110/6	1977	2x16
94.	ГП № 10	110/6	1980	2x16
95.	ПС № 31	110/35/6	1978	2x40
96.	Промышленная	110/6/6	1978	2x32

№ п.п.	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощн. установленных тр – ров, МВА
97.	Свобода	110/35/10/6/3,3	1976	2х16
98.	Поныри	110/35/10/6/3,3	1976	15+10
99.	Возы	110/35/10/6/3,3	1976	2х10
100.	Полевая	110/35/10/6/3,3	1986	2х10
101.	Солнцево	110/35/10/6/3,3	1986	2х10
102.	Ржава	110/35/10/6/3,3	1977	2х20
103.	Конарево	110/35/10/6/3,3	1986	2х16
104.	АПЗ-20	110/6	1973	2х16
105.	Гуторово	110/6	1965	2х10
106.	Шерекино	110/10	1978	2х16
107.	Сапфир	110/10/10	1994	2х25

Таблица 3.14.5

Основные сведения по ВЛ 110 кВ

№	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
1.	Железнодорожная – Фатеж I цепь с отпайкой на ПС Мартовская (ВЛ-110 кВ Железнодорожная – Фатеж № 1)	1958,75,84	АС-150, 95	49,008	49,008
2.	Железнодорожная – Фатеж II цепь с отпайками (ВЛ-110 кВ Железнодорожная – Фатеж № 2)	1958,75,84	АС-150, 95	49,37	49,37
3.	Садовая-Фатеж I и II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Садовая – Фатеж № 1,2)	1958, 72, 75	АС-150	55,532	55,532
4.	Железнодорожная – Рудная I и II цепь	1958	АС-150	15,1	15,1
5.	Рудная-Дмитриев с отп. на ПС Киликино	1962, 82	АС-185, 150	33,428	
6.	ВЛ 110 кВ Рудная – Хомутовка с отпайками (ВЛ 110кВ Рудная – Хомутовка)	1962, 82	АС-95, АС-120, АС-150, АС-185	82,293	-
7.	Железнодорож-Студенок № 1	1982	АС-120	18,145	18,145

№	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
8.	Железнодорожск – Дмитриев с отпайкой на ПС Киликино	1994	АС-95, АЖ-120, АС-150, АС-185, АС-240	53,931	18,133
9.	Железнодорожск-Студенок от ПС330 до оп-68 (Кристалл)	1988	АС-50	14,012	-
10.	Железнодорожск-СТК № 1 с. отп. на ПС Семеновская	1977, 83	АС-95, 150	9,0	5,2
11.	Железнодорожск-СТК №2	1977	АС-95	3,6	-
12.	Железнодорожск-Заводская № 1,2	1983	АС-150	14,1	14,1
13.	Студенок-Дмитриев с отп. на ПС Киликино	1994	АС-150, 240, 50	32,919	
14.	Дмитриев-Хомутовка с отп. на ПС Уютное	1962, 72	АС-95	44,77	0,3
15.	Рыльск – Ольховка	1962,67, 82, 81	АС-300, 95	37,789	0
16.	Хомутовка – Ольховка	1962,67, 82, 81	АС-300, 95	13,845	-
17.	Обоянь-Паники	1973	АС-150	22,9	-
18.	Суджа – Белая	1969,89	АС-95	41,6	5
19.	Рыбинские Буды – Белая	1969	АС-95	26,7	-
20.	Ржава – Обоянь	1964, 72	АС-95	32,45	-
21.	Суджа – Льгов с отпайкой на ПС Черемошки (уч.Суджа-Ивница)	1964, 70	АС-150	30,48	0,93
22.	Южная – Долгие Буды с отпайкой на ПС Любостань	1975, 1979, 1984	АС-150, АС 95	36,8	36,8
23.	Южная – Рыбинские Буды с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная – Рыбинские Буды)	1975, 1979, 1984	АС-150, АС 95	60,9	60,9
24.	Полевая – Ржава с отпайкой на ПС Возрождение	1960, 1971, 1991	АС-150, АС-185	30,342	30,142
25.	Ржава-Солнцево с отпайкой на ПС Возрождение	1962	АС-150	2,552	2,552
26.	Солнцево-Шумаково	1963	АС-150	1,706	1,706
27.	Садовая – Свобода	1959	АС-150	24,17	24,17
28.	Садовая – Золотухино	1959	АС-150	8,57	8,57

№	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
29.	Свобода – Поньри с отпайкой на ПС Жуковка (ВЛ 110 кВ Свобода – Поньри)	1959, 91	АС-150	52,46	8,48
30.	Золотухино – Вozy	1959	АС-150	17,33	11,5
31.	ВЛ 110 кВ Вozy – Глазуновка с отпайкой на ПС Жуковка (ВЛ 110 кВ Вozy – Глазуновка)	1959, 91	АС-150	57,83	21,67
32.	Поньри – Глазуновка	1959	АС-150	20,83	0,6
33.	Курская ТЭЦ-1 – Садовая с отпайками (ВЛ-110 кВ Курская ТЭЦ-1 – Садовая)	1958,2010	АС-150	23,388	23,388
34.	Курская ТЭЦ-1 – Счетмаш с отпайками (ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 – Счетмаш)	1958,1972, 1990, 2010	АС-150	5,06	5,06
35.	Садовая – Котельная I цепь	2010	АС-150	5,811	5,5
36.	Садовая – Котельная № 2	2010	АС-150	1,92	1,92
37.	Садовая – Котельная III цепь	2010	АС-150	0,628	0,628
38.	Котельная – Счетмаш с отп. на ПС Прибор	2010	АС-150	0,1	0
39.	Котельная – Прибор	2010	АС-150	3,012	2,315
40.	Курская ТЭЦ-1 – Волокно I цепь и II цепь с отпайкой на ПС Аккумуляторная (ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 – Волокно 1,2)	1960, 1993	АС-185	7,2	7,2
41.	Волокно-Гуторово № 1,2	1962	АС-150	0,7	0,7
42.	Паники - Медвенка	1973	АС-150	10,8	1,8
43.	Южная-Атомград № 1,2	1975,83	АС-120	23,2	23,2
44.	Курская ТЭЦ-1 - Лесная I цепь с отпайками	1975, 1989, 2007	АС-150, 185	0	0
45.	Курская ТЭЦ-1 – Лесная II цепь с отпайками	1975, 1989, 2007	АС-150, 185	22,805	19,809

№	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
46.	ВЛ 110 кВ Садовая – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Высокая (ВЛ 110 кВ Садовая – Лесная № 1)	1992	АС-150	12,647	12,647
47.	ВЛ 110 кВ Садовая – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Высокая (ВЛ 110 кВ Садовая – Лесная № 2)	1992	АС-150	0,206	0
48.	Лесная-Кировская № 1,2	1970	АС-150	3,25	3,25
49.	ВЛ 110 кВ Садовая – Фосфоритная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Садовая – Фосфоритная № 1)	1968, 1974	АС-150	65,93	65,93
50.	ВЛ 110 кВ Садовая – Фосфоритная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Садовая – Фосфоритная № 1)	1968, 1974	АС-150	5,24	5,24
51.	Курская – Волокно с отпайкой на ПС ПТФ (ВЛ 110 кВ Курская – Волокно)	1974, 1985	АС-150	31,991	13,508
52.	Курская – Медвенка	1993	АС-150	9,11	4,55
53.	Курская АЭС – Южная	1969,70	АС-185, АС-150	23,866	1,88
54.	ВЛ 110 кВ Южная – Льгов с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная – Льгов)	1960,61	АС-150	55,31	13,38
55.	Курская ТЭЦ-1 – Промышленная I и II цепь (ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 – Промышленная 1,2)	1978	АС-240	2,6	2,6
56.	Южная – Волокно I и II цепь (ВЛ 110 кВ Южная – Волокно № 1,2)	1983	АС-240	9,4	9,4
57.	Курская ТЭЦ-1 – Южная I цепь (ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 – Южная № 1)	1966, 1985	АС-240	0	0

№	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
58.	Курская ТЭЦ-1 – Южная II цепь с отпайкой на ПС ПТФ(ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 – Южная № 2)	1966, 1985	АС-240	17,0	14,6
59.	Курская-Компрессорная №1,2	1985	АС-240	2,4	2,4
60.	Волокно-Тепличная № 1	1987	АС-150	6,069	6,069
61.	Волокно-Тепличная № 2	2012	АС-150	0	0
62.	Сеймская-Промышленная	1960	АС-95,150, 240	27,4	-
63.	Сеймская-Беседино	1991	АС-150	6,8	0,1
64.	Беседино-Басово	1993	АС-95	15,9	2,5
65.	Сеймская-Шумаково	1960, 1991	АС-150	35,8	35,8
66.	Сеймская – Полевая	1960, 1991	АС-150	2,32	2,32
67.	Сеймская-Конарево	1960, 1991	АС-150	16,21	16,21
68.	Курская ТЭЦ-1 – Сеймская	1960, 1991	АС-150	23,12	23,12
69.	Курская ТЭЦ-1 – Конарево	1960, 1991	АС-150	0	0
70.	Сеймская-Клюква №1,2	1993	АС-240	9,15	9,15
71.	Губкин-Бекетово	1964	АС-150	23,815	0,967
72.	Горшечное - Бекетово	1964	АС-150	13,186	1,16
73.	Касторное – Горшечное	1964	АС-150	29,1	1,2
74.	ВЛ 110 кВ Губкин - Мантурово с отпайкой на ПС Губкин (новая площадка)	1975	АС-150	61,5	6,2
75.	Касторная-Нефтяная № 1,2	1977	АС-120	6,8	6,8
76.	Беседино – Фосфоритная	1966	АС-150	30,86	-
77.	Черемисиново-Кшень	1966	АС-150	31,2	3,02
78.	Кшень-Касторное	1966	АС-150	34,3	1,5
79.	Фосфоритная-Тим	1970	АС-95	31,5	0,3
80.	Тим-Мантурово	1977	АС-150	26,0	5,1
81.	Рыльск-Марьино	1969	АС-95	28,72	4,57

№	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
82.	Льгов-Марьино	1969	АС-95	29,9	8,4
83.	Суджа – Льгов с отп. на ПС Черемошки (ВЛ 110 кВ Суджа - Льгов)	1964	АС-150	32,55	8,1
84.	Курская АЭС – Льгов с отпайками (ВЛ 110 кВ Курская АЭС – Льгов)	1970	АС-185	34,49	5,94
85.	Суджа- 8 Марта	1971	АС-95	29,4	7,68
86.	Льгов- Конышевка 2 с. отп на Марица	1978, 88	АС-95, 120	16	11,3
87.	Льгов-Конышевка 1	1992	АС-120	17,8	11,3
88.	Рыльск-Глушково	1986	АС-120	27,1	2
89.	ВЛ 110 кВ Льгов – Рыльск с отпайкой на ПС Черемошки (ВЛ 110 кВ Льгов – Рыльск)	2000	АС-120	64,38	8,6
90.	Сумы – Суджа	1969	АС-185	52,6	-
91.	ВЛ 110 кВ Белополье - Тёткино	1969	АС-95	20,9	-

Таблица 3.14.6

Основные сведения по ПС 35 кВ

№	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность установленных трансформаторов МВА
1.	Автодор	35/10	1994	1 x 2,5
2.	Агроном	35/10	1995	1 x 1,8
3.	Акимовка	35/10	1982	1 x 2,5
4.	Алексеевка	35/10	1989	1 x 2,5
5.	Амосовка	35/10	1975	2 x 2,5
6.	Афанасьевка (ЗЭС)	35/10	1981	1 x 4,0
7.	Афанасьевка (ЮЭС)	35/10	1969	1,6 + 2,5
8.	Б. Гнеушево	35/10	1975	1 x 2,5
9.	Б.Змеинец	35/10	1987	1 x 1,6
10.	Б.Солдатское 1	35/10	1965	1 x 3,2
11.	Б.Солдатское 2	35/10	1982	2 x 4,0
12.	Банищи	35/10	1979	1 x 1,6
13.	Бараново	35/10	1981	1 x 4,0
14.	Безлесная	35/10	1975	2 x 4,0
15.	Белгородка	35/10	1973	1 x 2,5
16.	Белица	35/10	1975	1 x 4,0
17.	Береза	35/10	1964	1,0 + 2,5
18.	Бирюковка	35/10	2007	2,5

№	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность установленных трансформаторов МВА
19.	Благодать	35/10	1973	2,5 + 4,0
20.	Бобровка	35/10	1988	1 x 1,6
21.	Боброво	35/10	1988	1 x 2,5
22.	Будки	35/10	1984	1 x 1,0
23.	Букреевка (ЦЭС)	35/10	1979	1 x 1,8
24.	Букреевка (ЗЭС)	35/10	1994	1 x 1,6
25.	Бурцевка	35/10	1987	1 x 1,6
26.	Быканово	35/10	1984	2 x 2,5
27.	Быково	35/10	1980	2x6,3
28.	В. Любаз	35/10	1987	4,0 + 10,0
29.	В. Щигор	35/10	1977	2 x 2,5
30.	Ванино	35/10	1975	1 x 2,5
31.	Васильевка	35/10	1983	1 x 2,5
32.	Веселое	35/10	1971	2 x 1,6
33.	Водохранилище	35/10	1979	1 x 4,0
34.	Волобуевка	35/10	1975	2,5 + 4,0
35.	Волоконск	35/10	1994	1 x 2,5
36.	Воробьевка	35/10	1967	1 x 2,5
37.	Воронок	35/10	1976	1 x 4,0
38.	Воропаево	35/10	1975	2 x 4,0
39.	Восточная	35/10	1975	2 x 6,3
40.	Выгорное	35/10	1982	2 x 2,5
41.	Вязовое	35/10	1979	1 x 2,5
42.	Гастомля	35/10	1984	2 x 1,6
43.	Гахово	35/10	1971	1 x 2,5
44.	Генеральшино	35/10	1990	1 x 2,5
45.	Глазово	35/10	1979	1 x 2,5
46.	Глебово	35/10	1982	1 x 2,5
47.	Гордеевка	35/10	1989	1 x 1,6
48.	Городецк	35/10	1990	1 x 1,6
49.	Городок	35/10	1982	2 x 4,0
50.	Горайново	35/10	1972	1 x 2,5
51.	12-й Госконезавод	35/10	1994	1 x 2,5
52.	Грайворонка	35/10	1990	1 x 2,5
53.	Гриневка	35/10	1989	1 x 2,5
54.	Гуево	35/10	1973	2 x 2,5
55.	Густомой	35/10	1988	1 x 1,6
56.	Дарьино	35/10	1971	1 x 2,5
57.	Демякино	35/10	1978	1 x 2,5
58.	Долженково	35/10	1987	2 x 1,6
59.	Духовец	35/6	1992	2,5 + 4,0
60.	Ефросимовка	35/10	1975	1 x 1,8
61.	Жданово	35/10	1983	1 x 2,5
62.	Жерновец	35/10	1965	2 x 2,5
63.	Западная	35/6	1956	2 x 10,0
64.	Защитное	35/10	1985	1 x 1,6
65.	Званное	35/10	1985	1 x 2,5

№	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность установленных трансформаторов МВА
66.	Зверосовхоз	35/10	1993	1 x 1,6
67.	Знаменка	35/10	1982	1 x 1,8
68.	Золотухинская КРС	35/10	1986	2 x 4,0
69.	Зуевка	35/10	1984	1,6 + 2,5
70.	Иванино	35/10	1971	2 x 6,3
71.	Искра	35/10	1979	1 x 2,5
72.	Казанка	35/10	1972	1 x 4,0
73.	Калиновка	35/10	1962	1,8 + 2,5
74.	Калиновка (новая)	35/10	1993	1 x 2,5
75.	Карыж	35/10	1986	1 x 1,6
76.	Кириловка	35/10	1986	1 x 1,6
77.	Китаевка	35/10	1978	1 x 1,6
78.	Кобылки	35/10	1984	1 x 2,5
79.	Колонтаевка	35/10	1992	1 x 2,5
80.	Комбизавод	35/10	нет. д.	2 x 6,3
81.	Комбикормовый завод	35/10	1976	2 x 6,3
82.	Коммунальная	35/10	1969	3,2 + 4,0
83.	Кондратовка	35/10	1976	1 x 1,8
84.	Коренево	35/10	1971	4,0 + 6,3
85.	Коровяковка	35/10	1991	1 x 1,6
86.	Кремяное	35/10	1974	2,5 + 4,0
87.	Крупец	35/10	1963	1,8 + 2,5
88.	Кульбаки	35/10	1969	2 x 2,5
89.	Культпросвет	35/10	1976	2 x 2,5
90.	Курчатов	35/10	1988	2 x 10,0
91.	Куток	35/10	1976	2 x 2,5
92.	Леженьки	35/10	1991	1 x 2,5
93.	Ленинская	35/10	1960	1 x 1,8
94.	Линец	35/10	1987	2 x 2,5
95.	Лобазовка	35/10	1985	1 x 2,5
96.	Луговка	35/10	1981	1 x 1,6
97.	Луч	35/10	1975	2 x 6,3
98.	Любава	35/10	1974	1 x 6,3
99.	Любимовка-1	35/10	1965	1 x 3,2
100.	Любимовка-2	35/10	1981	2 x 4,0
101.	М. Каменец	35/10	1989	1 x 1,6
102.	М. Гнеушево	35/10	1971	1 x 4,0
103.	М. Крюки	35/10	1987	1 x 2,5
104.	Марково	35/10	1967	1 x 2,5
105.	Мармыжи	35/10	1976	1 x 2,5
106.	Мансурово	35/10	2014	1x6,3
107.	Матвеевка	35/10	1973	2 x 2,5
108.	Маяк	35/10	1983	2 x 2,5
109.	Меловое	35/10	1976	1 x 4,0
110.	Михайловка	35/10	1982	4,0 + 6,3
111.	Моква	35/10	1969	1 x 4,0
112.	Мокрушино	35/10	1989	1 x 1,6

№	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность установленных трансформаторов МВА
113.	Молотычи	35/10	1990	1 x 2,5
114.	Мочаки	35/10	1981	1 x 2,5
115.	Мурыновка	35/10	1978	2 x 4,0
116.	Н. Борки	35/10	1976	2 x 2,5
117.	Н. Владимировка	35/10	1989	1 x 2,5
118.	Н. Гурово	35/10	1975	1 x 4,0
119.	Надейка	35/10	1989	1 x 2,5
120.	Нива	35/10	1970	1 x 2,5
121.	Никольская	35/10	1964	1,6 + 1,8
122.	Новая	35/10	1973	2 x 2,5
123.	Ольговка	35/10	1991	1 x 2,5
124.	Ольховатка	35/10	1986	1 x 4,0
125.	Орехово	35/10	1976	2 x 2,5
126.	Орловка	35/10	1977	2 x 4
127.	Оросительная	35/10	1974	1 x 4,0
128.	Осоцкое	35/10	1981	2 x 2,5
129.	Охочевка	35/10	1988	4,0 + 6,3
130.	Панино	35/10	1978	2 x 2,5
131.	Пены-2	35/10	1976	1 x 2,5
132.	Первоавгустовка	35/10	1962	2,5 + 3,2
133.	Переступлино (стар)	35/10	1964	1 x 2,5
134.	Переступлино (нов)	35/10	1994	1 x 2,5
135.	Петринка	35/10	1978	2,5 + 4,0
136.	Петрово	35/10	1976	1 x 6,3
137.	Петровская	35/10	1990	1 x 2,5
138.	Платава	35/10	1987	2 x 2,5
139.	Погожее	35/10	1984	2 x 1,6
140.	Покровское	35/10	1980	1 x 2,5
141.	Поречное	35/10	1977	2 x 4,0
142.	Почепное	35/10	1974	2 x 6,3
143.	Пригородная	35/10	1985	2 x 2,5
144.	Прилепы	35/10	1971	1 x 1,6
145.	Пристенъ	35/10	1970	2 x 6,3
146.	Пселец	35/10	1987	2 x 1,6
147.	Пузачи	35/10	1983	1,6 + 4,0
148.	Пушкарное	35/10	1980	2 x 2,5
149.	Р. Буды 35/10	35/10	1965	1 x 4,0
150.	Р. Колодец	35/10	1974	2 x 2,5
151.	Разветье	35/10	1971	2 x 4,0
152.	Реут	35/10	1989	1 x 2,5
153.	В. Реутец	35/10	1976	2 x 4,0
154.	Ровенка	35/10	1986	1 x 1,6
155.	«Родина» (СЭС)	35/10	1988	1 x 2,5
156.	«Родина» (ВЭС)	35/10	1979	1 x 4,0
157.	Рождественка	35/10	1977	2 x 1,6
158.	Рубанщина	35/10	1988	1 x 2,5
159.	Рубильник	35/10	1969	2 x 2,5

№	Наименование подстанции	U ном, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Мощность установленных трансформаторов МВА
160.	Русаново	35/10	1975	1 x 1,8
161.	Рыжково	35/10	1987	2 x 1,6
162.	Рышково	35/10	1971	1 x 2,5
163.	Рязаново	35/10	1992	1 x 1,6
164.	Сазановка	35/10	1969	1 x 2,5
165.	Сапогово	35/10	1980	2 x 2,5
166.	Свобода-сельская	35/10	1992	2 x 6,3
167.	Селекционная	35/10	1976	2 x 4,0
168.	Семеновка	35/10	1967	2 x 2,5
169.	Семзавод	35/10	1977	2 x 2,5
170.	Сергиевка	35/10	1976	1 x 2,5
171.	Снагость	35/10	1980	2 x 4,0
172.	Соколье	35/10	1988	1 x 2,5
173.	Солнцево	35/10	1992	1 x 2,5
174.	СОМ	35/10	1983	1,6 + 4,0
175.	Сосновый Бор	35/10	1964	3,2 + 4,0
176.	Спасское	35/10	1986	1 + 1,6
177.	Ср. Ольшанка	35/10	1971	1 x 4
178.	Стаканово	35/10	1966	2 x 2,5
179.	Старково	35/10	1987	2 x 1,6
180.	Старшее	35/10	1986	2 x 1,6
181.	Стрелецкая	35/10	1966	1 x 2,5
182.	Субботино	35/10	1981	1 x 2,5
183.	Сухая	35/10	1986	1 x 1,6
184.	Тельмана	35/10	1975	1 x 2,5
185.	Теплицы	35/10	1986	2 x 4,0
186.	Теребуж	35/10	1967	1 x 2,5
187.	Туровка	35/10	1972	2 x 2,5
188.	Успенка	35/10	1972	2 x 2,5
189.	Фатеевка	35/10	1989	1 x 2,5
190.	Фентисово	35/10	1983	1 x 1,6
191.	Центральная	35/6	1957	2 x 25,0
192.	Чапаевская	35/10	1980	1 x 2,5
193.	Чемерки	35/10	1987	1 x 1,6
194.	Чермошное	35/10	1976	2 x 2,5
195.	Чижевка	35/10	1979	1 x 1,6
196.	Шаталовка	35/10	1991	2,5 + 4,0
197.	Шатиловка	35/10	1991	1 x 2,5
198.	Шептуховка	35/10	1990	1 x 2,5
199.	Шипы	35/10	1988	2 x 2,5
200.	Шуклино	35/10	1976	1 x 2,5
201.	Элеватор	35/10	1976	4,0 + 6,3
202.	Юго-Западная	35/10	1974	2 x 10,0
203.	Яньково	35/10	1983	1 x 1,6
204.	Ясенки	35/10	1989	1 x 2,5

Таблица 3.14.7

Основные сведения по линиям 35 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
1.	Михайловка- Воропаево	1960	АС-70	15,6	
2.	Рудная-Разветье- Михайловка-зах. на Разветье	1960, 82	АС-50, 70	22,6	
3.	Фатеж-Линец с. отп. на Жданово	1967,83	АС-70	21,8	
4.	Троицкое-Воропаево с. отп. на Рышково	1981	АС-95, 70	26,9	
5.	Киликино-Чемерки с. отп. на Первоавгустовку	1987	АС-70	30	1,2
6.	Киликино-Водозабор с отп. на Береза	1982	АЖ-120	35,6	35,6
7.	Дмитриев-Матвеевка с. отп. на Куток	1973	АС-70	12	
8.	Дмитриев- Первоавгустовка	1980	АС-70	12	
9.	Дмитриев-Элеватор	1976	АС-95	4,8	
10.	Уютное-Осоцкое	1981	АС-70	15,5	
11.	Уютное-Почепное	1974	АС-120	5,8	5,8
12.	Уютное-Фатеевка	1989	АС-70	7,4	0,1
13.	Киликино- Генеральшино	1990	АС-70	22,4	
14.	отп. на «Родину» от ВЛ Шуклино- Разиньково	1988	АС-70	3	
15.	Фатеж-В.Любаз- Ольховатка с. отп на Молотычи	1973, 99	АС-70	36	
16.	Троицкое-Реут- В.Любаз	1989	АС-70	33,1	
17.	Фатеж-Сергеевка с. отп. на Глебово	1968, 84	АС-70	28	
18.	Линец-Шуклино	1986	АС-70	24,5	
19.	Хомутовка- Культепросвет	1976	АС-70,95, С-35	12,4	2,8
20.	Ольховка-Калиновка	1992	АС-70	16,1	
21.	Хомутовка-Калиновка	1962	АС-50	8	
22.	Переступлино- Кириловка с отп. на Петровскую	1986	АС-70	18,6	
23.	Ольховка- Переступлино -заходы на Переступлино	1962,81,94	АС-70	15,5	
24.	Ольховка-Надейка	1989	АС-95	14	
25.	Хомутовка-Старшее	1986	АС-70	8,2	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
26.	Старшее- Культпросвет	1990	АС-70	14,6	
27.	Рязаново-Любимовка	1964	АС-95	5,4	
28.	Суджа-Гуево	1978	АС-50	13	
29.	Суджа-Б.Солдатское	1965	АС-70	20,5	
30.	Отп. Поречное	1983	АС-70	9	
31.	Белая-Кондратовка	1969	АС-95	26	
32.	Отп. Белица	1975	АС-70	7,6	
33.	Обоянь-Р.Буды	1965	АС-70	26,6	
34.	Заход-выход на Быканово	1984	АС-70	8,1	8,1
35.	Обоянь-М.Крюки	1968	АС-70	14,1	
36.	Ржава-С.Молоко	1964	АС-70,95	27,8	
37.	Белая-Пены 2	1976	АС-70	14,5	
38.	Обоянь-Горайново	1976	АС-70	9,2	9,2
39.	Отп. Шипы	1988	АСУ-70	10,3	
40.	Шумаково- Черемошное	1976	АС-70	15	
41.	Суджа-Поречное	1977	АС-95	11,2	
42.	Шумаково-Субботино с отп. на Зуевку	1981, 84	АС-70, 95	23,7	0,2
43.	Любостань- Любимовка	1982	АС-70	20,1	
44.	Заход-выход на Волоконск	1991	АСУ-95	13,2	13,2
45.	Любостань- Б.Солдатское	1982	АС-95	20,8	
46.	Ржава-Нива	1983	АС-70	12,3	
47.	8-е Марта-Дарьино	1981	АС-70, 95	8,7	
48.	Черемошное-Пселец- Семзавод	1987, 77	АС-70, 120	26,2	2,3
49.	Р.Буды-Долженково	1971	АС-70	12,9	
50.	Суджа-Рубанщина	1988	АС-120, 95	16,4	
51.	Рубанщина-Дарьино	1988	АС-95	24	
52.	Субботино- Афанасьевка	1988	АС-70	21,8	
53.	Белая-Мокрушино	1988	АС-70	16,2	
54.	Любостань- М.Каменец	1982	АС-70, АСУ-95	22,3	
55.	Шумаково-Солнцево	1992	АСУ-70	12,6	
56.	Бобрышево- Ср.Ольшанка	1991	АС-70	13,8	
57.	Садовая-К.Тяговая № 1,2	1959, 94	АС-95, 150, 185	6,7	6,7
58.	Камыши-Свобода	1958	АС-70	17,4	
59.	ТЭЦ-1-КЗТЗ № 1,2	1958,98	АС-120	5,8	5,8
60.	Октябрьская-	1963	АС-70	13,8	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
	Старково				
61.	Старково-Никольская	1963	АС-70	17,4	4,4
62.	Волокно-Стрелецкая- Петринка	1968	АС-70,95	11,6	9,25
63.	Счетмаш-Новая- Моква	1969	АС-70	13,8	1,6
64.	Разиньково-Шуклино- Никольская	1976	АС-70	35,6	29,4
65.	Золотухино-Казанка	1972	АС-70	20,6	
66.	Петринка-Безлесное	1975	АС-70	3	
67.	Амосовка-Безлесная	1977	АС-70	14	
68.	Камыши- Мурыновка+отп. на Водохранилище	1978	АС-50, 70	6,8	5,5
69.	Камыши-Букреевка	1978	АС-70	3,6	
70.	Золотухино- Чапаевская-Демякино	1978	АС-70, 95	18,1	5,7
71.	Беседино-Искра	1979	АС-70	10,8	
72.	ТЭЦ-1-Западная № 1,2+отп. Юго- Западная	1970	АС-150,185	8,6	8,6
73.	Долженково-Гахово	1971	АС-70	13,7	4,3
74.	Медвенка-Амосовка	1975	АС-70	12,5	
75.	Медвенка-В.Реутец	1975	АС-50	16	
76.	Медвенка-Китаевка	1978	АС-50	21,3	
77.	Медвенка-Панино	1978	АС-70	15,5	
78.	Любостань-Гастомля	1983	АС-95	12,8	
79.	Гастомля-Панино	1983	АС-95	31,7	
80.	Центральная- Кировская № 1,2	1968	АС-150	4,4	4,4
81.	Духовец- ЖБИ+отп.Автодор	1961	АС-50,70, 95	9,6	4,1
82.	Жуковка-Ольховатка	1995	АС-95	13,5	
83.	Волокно-Духовец	1991	АС-95	2,1	
84.	Жуковка-Маяк	1992	АС-95	16,9	
85.	Сахарный завод- Сергиевка	1986	АС-70	15,8	
86.	Садовая-Косиново- Пригородная+отп. Сапогово	1980	АС-70,95	8,6	3,9
87.	Камыши-Мурыновка- Кировская	1972	АС-70,95	5,5	6,7
88.	Мурыновка-Городок	1982	АС-95	1,5	1,3
89.	Золотухино- Фентисово	1983	АС-95	6,4	2,1
90.	Артюховка-Лобазовка	1985	АС-70	14,6	
91.	Разиньково- Пригородная	1985	АС-70	15,4	2,2

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
92.	Отп. на КРС	1986	АС-95	2,1	
93.	Отп. на КРС	1986	АС-95	2,7	
94.	Волокно-Кислинская	1987	АС-150	0,6	
95.	М.Крюки-Воробьевка	1958	АС-70	14,6	
96.	В.Реутец-Гахово	1984	АС-70	14	
97.	Фентисово-Маяк+отп. на Бобров	1988	АС-70,95	28,9	
98.	СВ.Тяговая- СВ.Сельская	1992	АС-70	7,1	
99.	Золотухино-Сахарный завод	1969	АС-70	9,8	
100.	Горшечное-Знаменка	1984	АС-70	22,3	1,8
101.	Горшечное-Орловка	1977	АС-70	14,2	
102.	Горшечное-Ровенка	1986	АС-70	11	
103.	Горшечное-Н.Борки	1967	АС-70	13	
104.	Н.Борки-Меловое	1976	АС-70	5,8	
105.	Горшечное-Ясенки	1989	АС-70	13,4	3,8
106.	Ясенки-Меловое	1989	АС-70	16,1	5,4
107.	Мочаки-Быково	1981	АС-70	13	
108.	Быково-Орловка	1981	АС-70	16,7	
109.	Ястребовка-Бараново	1981	АС-70	16,7	
110.	Ястребовка- Белгородка	1973	АС-70	12,3	9
111.	Ястребовка- Ефросимовка	1973	АС-70	23,7	
112.	Ястребовка-Бурцевка	1987	АС-70	15,5	2,7
113.	Касторное-Благодать	1969	АС-70	10,7	
114.	Касторное-Восточная	1968, 73	АС-70	5,9	
115.	Восточная-Семеновка	1968, 73	АС-70	14,8	0,8
116.	Семеновка-Орехово	1982	АС-70	15,4	
117.	Благодать-Орехово	1976	АС-70	11,5	
118.	Мантурово-С.Молоко	1965, 82	АС-70	17,8	
119.	Мантурово-Луч- Пузачи	1975, 82	АС-70	10,5	1,8
120.	Выгортное-Прилепы- Пузачи	1977, 75, 85	АС-70	32,4	
121.	Кшень-Грайворонка	1967	АС-70	9,1	
122.	Грайворонка- Жерновец	1967	АС-70	13,8	0,1
123.	Жерновец-Мочаки	1981	АС-70	13	
124.	Кшень-Родина	1967	АС-70	3,7	
125.	Родина-Н.Гурово	1967	АС-70	8	0,3
126.	Кшень-Р.Колодец	1967	АС-70	20	
127.	Р.Колодец- Волобуевка	1967	АС-70	14,2	
128.	Кшень-Шатиловка	1991	АС-70	11,7	
129.	Шатиловка-Расховец	1991	АС-70	16,3	
130.	Расховец-Гриневка	1989	АС-70	11,5	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
131.	Тим-Выгорное	1977	АС-70	4	
132.	Тим-Рождественка	1977	АС-70	17,9	
133.	Тим-Леженьки	1987, 91	АС-70, 95	23,1	
134.	Соколье-Леженьки	1991	АС-70	7,8	
135.	Соколье- Рождественка	1987	АС-70	11,2	0,2
136.	Тим-Погожее	1975, 84	АС-95	14,2	2
137.	Погожее-Волобуевка	1975, 84	АС-95	8,5	7,2
138.	Черемисиново- В.Щигор	1975, 77	АС-150, 70	18,1	
139.	Черемисиново- Русаново	1975, 83	АС-150	12,9	4,9
140.	Черемисиново- Покровское	1980	АС-70	9,7	
141.	Черемисиново-ГКС	1982	АС-70	6	
142.	Щигры-Охочевка	1974, 79	АС-95, 70	12,8	12,8
143.	Щигры- Н.Владимировка	1987	АС-70	1,5	
144.	Щигры-Геомаш	1993	АС-70	1,2	
145.	Фосфоритная-Вязовое	1966	АС-70	6,5	
146.	Вязовое-Стаканово	1966	АС-70	13	0,5
147.	Стаканово-Б.Змеинец	1987	АС-70	13,6	
148.	Фосфоритная- Комбикормовая	1987	АС-70, 120	5,7	
149.	Н.Владимировка- Комбикормовая	1987	АС-150, 70	3,5	
150.	Охочевка-Алексеевка	1967, 71	АС-95, 70, 50	27	
151.	Алексеевка- Н.Теребуж	1967, 89	АС-95, 70	12,1	2,7
152.	Н.Теребуж-Казанка	1973	АС-95	11,9	
153.	Басово-Защитное	1969, 86	АС-70	7,6	
154.	Защитное- Афанасьевка	1969, 86	АС-70	17,6	0,2
155.	Белгородка-Знаменка	1993	АС-70	12,3	
156.	В.Щигор-Стаканово	1993	АС-70	17,7	
157.	Н.Гурово-Гриневка	1994	АС-70	8,3	
158.	Лачинов-12ГКЗ	1994	АС-70	7,9	
159.	12 ГКЗ-Бычок	1998	АС-95	10,3	1,8
160.	Бычок-Касторное	1998	АС-95	15	
161.	Пены-Иванино	1962	АС-95	8	
162.	Рыльск-Глушково Отп. на Луговка	1965, 81	АС-95, 95	27,2	
163.	Отп. на Сухая	1986	АС-70	1,8	
164.	Отп. на Званное	1985	АС-95	2,3	
165.	Отп. на Будки	1989	АС-70, 95	0,02	0,02

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
166.	Рыльск-Коренево с отп. на М.Гнеушево и на Пушкарное	1965,80,87	АС-150, 70	24,5	0,1
167.	Глушково-Марково с отп. на Карьж	1967,86	АС-50,70	19	
168.	Глушково-Кульбаки с отп. на Кобылки	1968,84	АС- 50,70,95	23,1	
169.	Марьино-Платава с отп. на Банищи	1971,79	АС-50,50	30,6	6,6
170.	Дмитриев-Матвеевка	1973	АС-70	12	
171.	Марьино-Кремянное с отп. на Тельмана	1974	АС-70, 95	27	
172.	Лукашевка-Курчатов	1972	АС-95	6,6	6,6
173.	Отп. на Сосновый Бор	1989	АС-120	8,2	
174.	Марьино-Любава	1974	АС-120	10,6	1,5
175.	Крупец-Воронок	1976	АС-95	6,1	
176.	Рыльск-Б.Гнеушево с отп. на Яньково	1976,83	АС-95,70	20,9	8,1
177.	Марьино- Селекционная с отп. на Густомой	1976,89	АС-70,50	11,4	7,4
178.	Снагость-Кульбаки	1984	АС70	15,7	
179.	Отп. на Гордеевка	1989	АС-70	4,7	4,7
180.	Коньшевка-Мармыжи	1976	АС-70	16,4	1,4
181.	Рубильник-Снагость	1978	АС-70	12,7	
182.	Коньшевка-Глазово	1979	АС-70	15,5	
183.	8-е Марта-Снагость	1981	АС-70	6,2	
184.	Воронок-Акимовка	1983	АС-95	14,6	
185.	Акимовка-Марково	1983	АС-95	13	
186.	Глушково-Веселое	1986	АС-70	9,9	
187.	Коньшевка- Васильевка	1983	АС-70	18,1	
188.	Глазово-Рыжково	1987	АС-70	10,5	
189.	Атомград-Курчатов- Теплицы 1, 2	1975	АС-70	5,3	5,3
190.	Атомград-Успенка 1, 2	1975	АС-70	4	4
191.	Заходы на Глушково	1980	АС-70	1,7	
192.	Васильевка- Матвеевка	1988	АС-70	12,1	
193.	Рыльск-Боброво- Крупец	1988	АС-95	20	4,4
194.	Пены-Городенск	1990	АС-95	12,8	
195.	Черемошки- Шептуховка	1990	АС-70	17,2	
196.	Шептуховка- Кремянное	1990	АС-70	7,2	
197.	Кремянное-8-е Марта	1990	АС-70	19	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка сечение провода, мм ²	Протяженность ВЛ, км	
				по трассе	двухцепного участка
198.	Отп. на Ольговка	1991	АС-70	0,2	0,2
199.	Теткино-Коровяковка	1991	АСУ-70	7,4	
200.	Черемошки- Колонтаевка	1992	АС-95	14,6	
201.	Колонтаевка- Селекционная	1992	АС-70	13,6	1,6
202.	Коммунальная- Платава	1993	АСУ-95	18,2	
203.	Черемошки-Букреевка	1994	АС-70, 95	12,7	
204.	Пены-Рязаново	1965	АС-95	13,2	
205.	Мармыжи- Афанасьевка	1996	АС-95	12,1	
206.	Коровяковка-Карыж	2000	АС-70	10	

3.15. Основные внешние электрические связи Курской энергосистемы со смежными субъектами Российской Федерации.

Основными внешними электрическими связями с энергосистемами соседних регионов и Украиной являются следующие линии электропередачи:

Украина:

ВЛ 750 кВ Курская АЭС-Североукраинская;

ВЛ 330 кВ Курская АЭС-Шостка;

ВЛ 330 кВ Курская АЭС-Сумы-Северная;

ВЛ 110 кВ Сумы –Суджа;

ВЛ 110 кВ Белополье-Тёткино;

Белгородская область:

ВЛ 750 кВ Курская АЭС-Металлургическая;

ВЛ 330 кВ Южная-Фрунзенская;

ВЛ 110 кВ Губкин-Бекетово;

ВЛ 110 кВ Губкин-Мантурово;

ВЛ 110 кВ Александровка - Ржава;

ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава;

Брянская область:

ВЛ 750 кВ Курская АЭС-Новобрянская;

ВЛ 220 кВ Новобрянская-Железногорская.

Липецкая область:

ВЛ 110 кВ Набережная –Касторное;

Орловская область:

ВЛ 220 кВ Железногорская-Узловая;

ВЛ 110 кВ Возы-Глазуновка;

ВЛ 110 кВ Поныри-Глазуновка;

ВЛ 110 кВ Железногорская-Дмитровск

ВЛ 35 кВ Стakanовo – Урынок.

4. Особенности и проблемы текущего состояния объектов электроэнергетики на территории Курской энергосистемы, расчёты электрических режимов

Схема Курской энергосистемы представляет собой развитую сеть 110 кВ, связанную с сетью ЕНЭС через ПС 330 кВ. Источниками электроснабжения сетей 110 кВ являются пять подстанций 330 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», ПГУ ТЭЦ СЗР г. Курска, Курская ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4.

Северо-западная часть области

Основное питание района осуществляется от ПС 330 кВ Железнодорожная по транзиту ВЛ 110 кВ Железнодорожная – Рудная – Хомутовка – Ольховка – Рыльск и от ПС 330 Садовая по транзиту 110 кВ Садовая - Фатеж - Железнодорожная.

В транзит ВЛ 110 кВ Рудная – Хомутовка включены три отпаечные подстанции 110 кВ: Киликино (2Т), Дмитриев (1Т) и Уютное (1 и 2Т), которые выполнены по нетиповой схеме «2 блока линия-трансформатор с неавтоматической перемычкой», что при коротком замыкании на ВЛ 110 кВ Хомутовка - Рудная приводит к работе АВР на ПС Дмитриев и Киликино и обесточению ПС 110 кВ Уютное.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рыльск – Ольховка при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Хомутовка - Рудная приводит к потере питания сразу четырех подстанций 110 кВ.

Проблемы, связанные с выходом параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, отсутствуют.

Центральная часть области

Ввод в работу Курской ТЭЦ СЗР в 2011 г. с линиями выдачи мощности ВЛ 110 кВ Садовая - Котельная I, III цепь, ВЛ 110 кВ Садовая - Котельная № 2, Котельная - Счетмаш привёл к исключению выхода параметров режима из области допустимых значений в энергорайоне промузла г. Курска в ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Южная - Садовая и послеаварийных режимах в указанной схеме.

Юго-Западная часть области

Основное электроснабжение Юго-Западного энергорайона области осуществляется от ПС 330 кВ Южная по транзитным ВЛ-110 кВ Курская АЭС - Южная - Курская АЭС - Льгов с отпайками, Южная - Льгов с отпайками, а также по транзитным связям 110 кВ от Северной энергосистемы Украины: Белополье - Теткино - Глушково - Рыльск, Сумы - Суджа.

Проблемы, связанные с выходом параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, отсутствуют.

Восточная часть области

Восточная часть области характеризуется длинными транзитными линиями 110 кВ и сравнительно низкими нагрузками подстанций 110 и 35 кВ. Основное электроснабжение Восточного энергорайона области

осуществляется от ПС 110 кВ Фосфоритная и ПС 330 кВ Губкин по транзитам 110 кВ Фосфоритная - Касторное - Горшечное - Губкин и Фосфоритная - Тим - Мантурово - Губкин.

Проблемы, связанные с выходом параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, отсутствуют.

5. Основные направления развития электроэнергетики Курской области

5.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Курской области.

Целями развития электроэнергетики являются:

а) развитие электросетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

а) развитие электросетевого комплекса в части перехода к «цифровым сетям»;

б) обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию;

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

Задачами развития электроэнергетики являются:

а) обеспечение надежного функционирования Единой энергетической системы России в долгосрочной перспективе;

б) обеспечение баланса между производством и потреблением в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

в) скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов электросетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

г) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

д) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

К первоочередным вопросам развития электроэнергетики Курской области в период до 2024 года относятся:

а) реализация схемы выдачи мощности первого энергоблока Курской АЭС-2;

б) развитие распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ;

в) переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.

5.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период (с разбивкой по годам) на территории Курской области с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов.

Таблица 5.2.1

Электроэнергия (млн. кВт·ч)

	2020	2021	2022	2023	2024
Курская область	8 798	8 788	8 840	9 100	9 380

Таблица 5.2.2

Мощность (МВт)

	2020	2021	2022	2023	2024
Курская область	1 283	1 283	1 293	1 331	1 369

По Курской области планируется ввод новых мощностей генерации согласно проекту Схемы и Программы развития электроэнергетики ЕЭС России на 2019-2025 гг.:

2023 г. – первый энергоблок Курской АЭС-2;

2024 г. – второй энергоблок Курской АЭС-2.

5.3. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей.

Таблица 5.3.1

	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление, млн. Гкал	5,77	5,89	6,01	6,13	6,19

Перечень основных потребителей тепловой энергии в Курской области.

Таблица 5.3.2

	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление, тыс. Гкал в том числе:	7,657	7,947	7,976	7,993	8,037
промышленность	0,905	0,914	0,890	0,891	0,91

сельское хозяйство	0,011	0,024	0,037	0,041	0,074
строительство	0,017	0,023	0,031	0,037	0,046
транспорт и связь	0,037	0,041	0,054	0,059	0,073
домашние хозяйства и сфера услуг	6,128	6,790	6,801	6,805	6,816
потери	0,559	0,155	0,163	0,160	0,118

Прогнозы приростов тепловых нагрузок отражены в Схеме теплоснабжения г. Курска на 2014-2029 гг. (актуализация на 2018 год).

За период реализации Схемы в городе суммарно ожидается:

1) прирост тепловых нагрузок в размере 698,71 Гкал/ч без учёта тепловых потерь, в том числе:

- многоквартирных домов - 498,05 Гкал/ч;
- индивидуальных жилых домов - 90,46 Гкал/ч;
- общественных зданий - 110,20 Гкал/ч;

2) снижение тепловой нагрузки в городе за счёт сноса жилья в размере 29,7 Гкал/ч без учёта тепловых потерь.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей с учетом перспективы отражены в разделах 4 и 5 Схемы теплоснабжения г. Курска.

5.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Курской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).

В соответствии с проектом Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг. ввод в работу энергоблока 1 Курской АЭС-2 предусмотрен в 2023 году, ввод в работу энергоблока 2 Курской АЭС-2 предусмотрен в 2024 году.

Росатомом в октябре 2012 года утвержден приказ об организации работ по сооружению Курской АЭС-2, в соответствии с которым определены застройщик станции – ОАО «Концерн «Росэнергоатом», генеральный проектировщик и подрядчик – ОАО «Нижегородская инжиниринговая компания «Атомэнергопроект», научный руководитель проекта – научно-исследовательский центр «Курчатовский институт».

Основной этап строительства энергоблоков – 2016-2022 гг. Предполагаемый объем инвестиций в сооружение станции замещения АЭС-2 – более 400 млрд. руб., а с учетом программ по модернизации действующей станции – свыше 500 млрд. руб. в течение 15 лет.

Ввод 1-го энергоблока Курской АЭС-2 планируется в 2023 году.

Проектом СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. предусмотрен вывод из эксплуатации следующего генерирующего оборудования:

Таблица 5.4

№ п/п	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Срок реализации вывода, год
1.	Курская АЭС (1 РБМК-1000)	2021
2.	Курская АЭС (2 РБМК-1000)	2024
3.	Курская ТЭЦ-4 (турбоагрегат ст. № 1 Р-5-35)	2019 (в соответствии с СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.)

5.5. Перечень объектов электроэнергетики, требуемых к строительству в рамках реализации стратегии социально-экономического развития Курской области на период до 2024 года.

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Курской области на период до 2020 года, одобренной постановлением Курской областной Думы от 24 мая 2007 г. № 381-IV ОД, одной из наиболее крупных площадок, намеченных под жилую застройку на период до 2020 года, является застройка Северной части г. Курска (п. Северный, проспект Победы и др.), в том числе и малозэтажное строительство жилых домов.

Федеральным законом от 14 июня 2011 года № 138-ФЗ «О внесении изменений в статью 16 Федерального закона «О содействии развитию жилищного строительства» и Земельный кодекс Российской Федерации» гражданам, имеющим трех и более детей (далее - многодетные семьи), предоставлено право бесплатного приобретения в собственность земельных участков.

В рамках реализации Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 г. № 600 «О мерах по обеспечению граждан Российской Федерации доступным и комфортным жильем и повышению качества жилищно-коммунальных услуг» принят Закон Курской области от 21 сентября 2011г. № 74-ЗКО «О бесплатном предоставлении в собственность отдельным категориям граждан земельных участков на территории Курской области», в рамках которого земельные участки предоставляются для индивидуального жилищного строительства многодетным семьям в соответствии с документами территориального планирования и правилами землепользования и застройки муниципального образования «Город Курск».

В соответствии с протокольными решениями Правительственной комиссии по развитию жилищного строительства № 36 от 17.05.2012, № 38 от 29.06.2012, № 39 от 26.07.2012, № 43 от 03.12.2012 земельные участки в районе пос. Косиново (пос. Соловьиный) переданы Фондом РЖС в Администрацию Курской области для предоставления их многодетным семьям.

Администрацией Курской области утверждены проекты планировки территории жилой застройки площадью 495292 кв. м с кадастровым номером 46:29:102059:1 и площадью 541408 кв. м с кадастровым номером

46:29:102061:1 (г. Курск, Центральный округ, в районе п. Косиново). На данных земельных участках планируется разместить 645 земельных участков, пригодных для предоставления многодетным семьям.

Постановлением Администрации Курской области от 26.02.2014 № 96-па утверждены проекты планировки территории жилой застройки площадью 182767 кв. м с кадастровым номером 46:29:102062:1 и участок ориентировочной площадью 300000 кв. м., который может быть образован из земельного участка с кадастровым номером 46:29:102064:2 (г. Курск, Центральный округ, в районе п. Косиново). На данных земельных участках планируется разместить 247 земельных участков, пригодных для предоставления многодетным семьям.

Итого в районе Косиново в первом жилом районе планируется предоставление 892 земельных участков.

Постановлением Администрации Курской области от 31.07.2014 № 473-па утверждены проекты планировки территории жилой застройки площадью 881682 кв. м с кадастровым номером 46:29:102094:1, площадью 318131 кв. м с кадастровым номером 46:29:102092:1 и участок ориентировочной площадью 306000 кв. м, который может быть образован из земельного участка с кадастровым номером 46:29:102002:10 (г. Курск, Центральный округ). На данных земельных участках планируется разместить 910 земельных участков, пригодных для предоставления многодетным семьям (жилой район № II).

На 7 земельных участках размещается 1802 земельных участка пригодных для предоставления многодетным семьям.

Итого с учетом всех проектов планировок возможно предоставление порядка 2000 земельных участков многодетным семьям.

Для первоначального обеспечения земельных участков в районе п. Косиново электрической энергией филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго» в 2018 году построены участок ВЛ-10 кВ протяженностью 5,8 км и 5 ТП10/0,4 мощностью 250кВА каждая.

Для надежного электроснабжения потребителей пос. Северный и пос. Косиново согласно плану территориального строительства г. Курска необходимо предусмотреть электрическую мощность 20-25 МВт.

Учитывая, что увеличение нагрузки невозможно осуществить от прилегающих подстанций ПС 35 кВ Сапогово, ПС 35 кВ Пригородная, целесообразно рассмотреть вариант строительства нового центра питания - подстанции 110/10 кВ с установленной мощностью 2х16 МВА (с возможностью увеличения трансформаторной мощности до 2х25 МВА) с размещением максимально близко к центру электрических нагрузок. Ориентировочная стоимость строительства ПС 110 кВ Северная в текущих ценах составляет 379 915 тыс. руб. без НДС.

Присоединение подстанции возможно путем строительства отпайки от ВЛ 110 кВ Садовая – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Высокая и ВЛ 110 кВ Садовая – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Высокая протяженностью

5,5 км. (в т.ч. участок КЛ 110 кВ протяжённостью 1 км) ориентировочной стоимостью 99 861 тыс. руб. без НДС.

Стратегией социально-экономического развития Курской области на период до 2020 года в рамках стратегического направления развития инфраструктуры электроэнергетики на 2007-2020 годы также планируется строительство подстанции «Северная».

5.6. Цифровая трансформация электрических сетей

Цифровая интеллектуальная сеть — это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Важная характеристика цифровой сети — возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают новые возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

Активно-адаптивную сеть характеризует:

- гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;
- доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут

выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;

- надёжность. Сеть должна гарантировать надёжность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;

- экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно - технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее - ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надёжности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;

- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

Система ОТУ должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК с целью эффективного управления как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции. А в случае их отсутствия отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

На ПС 220 кВ и 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией. АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны – информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой – АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;
- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;
- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущерба;
- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;
- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУТП ПС:

- 1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);
- 2) обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850 - 10;
- 3) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;
- 4) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;
- 5) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных ПС 110 кВ, ПС 35 кВ должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУС.

На ТП 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ДП РЭС.

Создание «цифровых» подстанций.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ЭСК является создание «цифровых» ПС (ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП / ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты

информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

1) функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУТП, – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС;

2) развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к системам телемеханики и АСУ ТП «цифровых» сетей:

- для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков АСКУЭ и щитовых приборов;

- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA-системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов / промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;

- локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850);

- не должно применяться избыточное резервное управление первичным оборудованием, включая телеуправление.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) – сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP не ниже версии 4, - в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

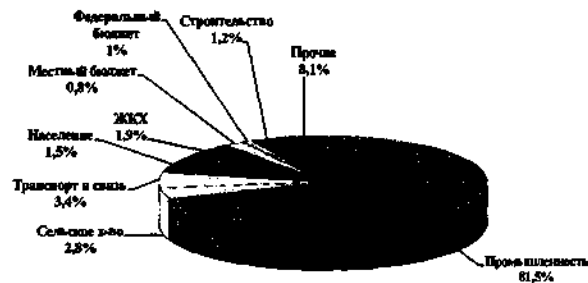
Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 60850, но не хуже МЭК 61870-5-104.

Мероприятия, направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, что является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети, представлены в приложении 3.

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

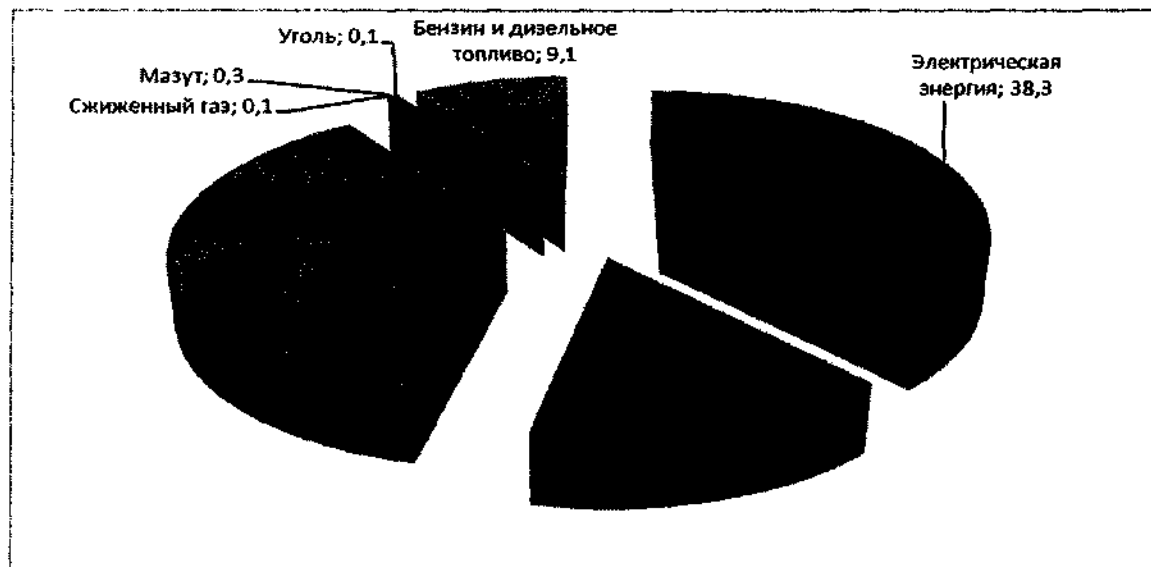
Структура электропотребления в Курской области.

Рис.5.7.1



Прогноз энергетического баланса Курской области в 2024 году.

Рис.5.7.2



Анализ баланса мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Базовый вариант электропотребления.

Таблица 5.7.1

№ п/п	Показатель	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Потребность (собственный максимум)	1283,0	1283,0	1293,0	1331,0	1369,0
2	Покрытие (установленная мощность)	4265,9	3265,9	3265,9	4465,9	4665,9
3	Вывод	Энергосистема является избыточной	Энергосистема является избыточной	Энергосистема является избыточной	Энергосистема является избыточной	Энергосистема является избыточной

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в регионе с указанием планируемого потребления электрической энергии:

Таблица 5.7.2

Потребитель	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
	Потребление, млн. кВт·ч				
Собственные нужды Курской АЭС	1996	1995	1999	2038,98	2064,46
ПАО «Михайловский ГОК»	2495	2491	2498	2547,96	2589,7
ООО «Курскхимволокно»	118,5	119,4	120,1	122,502	126,1
ООО «Курский завод «Аккумулятор»	59	58	60	61,2	62
ЗАО «Курскрезинотехника»	45,5	45	45,2	46,104	46,3
ЗАО «ГОТЭК»	45,2	46	46,8	47,736	48,32
АО «Авиаавтоматика» имени В.В.Тарасова	22,2	25	26	26,52	26,87

Прогноз выработки электрической энергии Курской АЭС за период 2020-2024 гг.

Таблица 5.7.3

Отчетный период	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч (прогноз)	Коэффициент использования установленной мощности АЭС, %
2020 г.	21 950	62,5
2021 г.	26591	101,2

Отчетный период	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч (прогноз)	Коэффициент использования установленной мощности АЭС, %
2022 г.	16 969	64,6
2023 г.	18 764	71,4
2024 г.	21 775	82,6

Анализ баланса реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 35 кВ и выше на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу. Разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности.

Курская энергосистема является избыточной как по активной, так и по реактивной мощности. Баланс реактивной мощности необходим для поддержания допустимых уровней напряжения в узлах нагрузки энергосистемы.

Основной причиной изменения баланса реактивной мощности во времени является изменение нагрузки и генерации.

В соответствии с п.3 приказа Минэнерго от 23 июня 2015 г. № 380 возможно участие потребителей по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности. В таком случае в договоре оказания услуг по передаче электрической энергии в отношении соответствующего энергопринимающего устройства (группы энергопринимающих устройств) определяются часы больших и (или) малых суточных нагрузок электрической сети в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, а также диапазоны допустимых значений коэффициентов реактивной мощности, устанавливаемые отдельно для часов больших и (или) малых суточных нагрузок электрической сети в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности.

В составе потребителей, имеющих договоры на поставку электроэнергии с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго», отсутствуют потребители, участвующие в регулировании реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности в электрических сетях поддерживается изменением генерации реактивной мощности на электрических станциях и величин или направлений перетоков реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности в нормальных, ремонтных схемах
в Курской энергосистеме

Таблица 5.7.4

Получение реактивной мощности, МВАр	2016 г.	2017 г.	2019 г. (план)
от электростанций	84,6	82,6	196
из сети ПАО «ФСК ЕЭС»	315,8	301	182,1

из соседних энергосистем	79,2	47,4	80
ИРМ	100,75	100,75	100,75
Итого	580,35	531,75	558,85

Энергосистема Курской области характеризуется наличием крупнейшего источника генерации реактивной мощности Курской АЭС ($Q_{уст.} = 3200$ Мвар), а также наличием сильных связей по сети 750-330 кВ.

Реактивная мощность, поступающая из сети 330 кВ позволяет поддерживать средние уровни напряжения в сети 110 кВ, энергосистемы Курской области в диапазоне 118-119 кВ в нормальных и ремонтных схемах.

Нижняя граница графика напряжения, в соответствии с графиком напряжения в контрольных пунктах филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Курской, Орловской и Белгородской областей», ежемесячно предоставляемого филиалом АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Курской, Орловской и Белгородской областей», составляет 110 кВ.

Значения коэффициентов реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$)
в основных крупных узлах

Таблица 5.7.5

Наименование подстанции	Зима 2017 г.	Лето 2018 г.	Зима 2018 г.
ПС 110 кВ Высокая	0,21	0,28	0,28
ПС 110 кВ Волокно	0,4	0,47	0,48
ПС 110 кВ Городская	0,17	0,27	0,24
ПС 110 кВ Кировская	0,31	0,42	0,38
ПС 110 кВ Прибор	0,18	0,2	0,19
ПС 110 кВ Родники	0,18	0,18	0,41
ПС 110 кВ Лесная	0,47	0,52	0,5
ПС 110 кВ Льгов	0,32	0,43	0,44
ПС 110 кВ Рыльск	0,16	0,23	0,1

Приведенные данные находятся в допустимом диапазоне, т.е. значительно ниже предельного значения коэффициента реактивной мощности, указанного в приложении к Порядку расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии (утверждён приказом Минэнерго от 23 июня 2015 г. № 380).

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод об отсутствии необходимости установки дополнительных источников реактивной мощности для поддержания уровней напряжения в сети 110 кВ. Вопросы компенсации реактивной мощности у потребителей в целях снижения

потерь в сети 110 кВ должны решаться непосредственно при технологическом присоединении.

Источниками регулирования реактивной мощности в электрической сети 110-10 кВ энергосистемы Курской области являются:

- генераторы электростанций;
- конденсаторные батареи (БСК) на питающих центрах;
- конденсаторные батареи (БСК) у потребителей.

Основными средствами регулирования напряжения в сети 110/35/10/6 кВ при отклонении напряжения от допустимых уровней в филиале ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго» являются устройства РПН и ПБВ на трансформаторах подстанций 110-35 кВ, БСК на питающих центрах.

На ПС 110 кВ энергосистемы Курской области установлено 15 БСК, а именно: на ПС 110 кВ Хомутовка, ПС 110 кВ Марьино, ПС 110 кВ Суджа, ПС 110 кВ Обоянь, ПС 110 кВ Горшечное, ПС 110 кВ Кшень, ПС 110 кВ Фосфоритная, ПС 110 кВ Касторное с суммарной установленной мощностью 100,75 МВАр.

В работе по условиям регулирования перетоков реактивной мощности находятся БСК на ПС 110 кВ Обоянь, ПС 110 кВ Суджа с суммарной мощностью 22,68 МВАр.

В целях компенсации потерь сети 110-10 кВ при рассмотрении и согласовании технических условий на присоединение потребителей предъявляются требования по поддержанию $\lg \varphi$ в зависимости от уровня напряжения в точке присоединения в соответствии с приложением к Порядку расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии (утвержден приказом Минэнерго от 23 июня 2015 г. № 380). Данные приведены в таблице.

Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети

Таблица 5.7.6

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1 - 20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

5.8. Прогноз развития энергетики Курской области на основе ВИЭ и местных видов топлива.

Источниками низкопотенциальной тепловой энергии может быть теплота как естественного, так и искусственного происхождения.

В качестве естественных источников низкопотенциальной теплоты могут быть использованы:

- энергия солнечного излучения;
- теплота земли (теплота грунта);
- подземные воды (грунтовые, артезианские, термальные);
- наружный воздух.

В качестве искусственных источников низкопотенциальной теплоты могут выступать:

- удаляемый вентиляционный воздух;
- канализационные стоки (сточные воды);
- промышленные сбросы;
- теплота технологических процессов;
- бытовые тепловыделения.

Идеальный источник теплоты должен давать стабильную высокую температуру в течение отопительного сезона, не быть коррозионным и загрязняющим, иметь благоприятные теплофизические характеристики, не требовать существенных инвестиций и расходов на обслуживание.

К нетрадиционным возобновляемым источникам энергии, применение которых может рассматриваться для предприятий Курска и области, относятся: солнечная энергия, энергия ветра, биоэнергетика, теплоты грунтовых вод, грунта, водоемов, окружающего воздуха. Возможности использования того или иного вида источника зависят от местных особенностей.

Основное направление использования солнечной энергии (СЭ) - преобразование ее в электрическую энергию и получение теплоты для отопления и горячего водоснабжения.

Анализ данных по использованию солнечной энергии для горячего водоснабжения показывает, что максимальный тепловой поток от солнечной радиации приходится на июнь - август. Использование солнечных установок для отопления затруднено, так как в середине отопительного сезона потребление тепла максимально (декабрь - февраль), а солнечная радиация минимальна (из-за малой высоты стояния солнца над горизонтом, малой продолжительности дня и большой облачности), в связи с чем доля теплоснабжения, покрываемая солнечной установкой, составляет всего 5-15 %. Такие установки относительно Курской области могут работать только в начале и в конце отопительного сезона (сентябрь - октябрь и март-апрель), когда они способны обеспечить более позднее начало и более раннее окончание отопительного сезона с использованием традиционных источников.

Практическое использование энергии ветра связано с большими трудностями вследствие непостоянства ветра по силе и направлению и малого содержания энергии в единице объема воздуха. Использование энергии ветра требует высоких начальных капиталовложений. На выработку 1000 кВт должно затрачиваться только по оборудованию и монтажу от 30 до 60 тыс. руб.

В связи с бурным развитием агропромышленного комплекса Курской области использование биотоплива, получаемого при переработке навоза на товарно-сельскохозяйственных предприятиях (свинокомплексы, коровники и птицефабрики), в настоящее время является достаточно перспективным направлением развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

На данный момент в г. Курске сложилась сложная ситуация с утилизацией ила сточных вод. Поля фильтрации отходов заполнены на 90%, что создаёт угрозу для экологической безопасности района.

Компанией ООО «ЭнергоПарк» разработан инвестиционный проект, который предполагает строительство биогазовой станции на территории очистных сооружений с целью утилизации отходов и выработки электроэнергии и теплоэнергии.

В качестве сырья для биогазовой станции будет использоваться сточный ил, а также птичий помёт (для улучшения характеристик станции). От выработки биогаза будет производиться электроэнергия 17 000 МВт/ч в год, а также как побочный продукт органические удобрения.

С МУП «Курскводоканал» заключены долгосрочные договоры на поставку илового осадка, а также на продажу части электроэнергии. Завершена вся разрешительная и проектная документация.

Общая стоимость биогазовой станции – 342 млн. рублей. Установленная мощность – 2,1 МВт.

В течение 2014 - 2017 гг. компанией ООО «ЭнергоПарк» полностью завершена строительная часть проекта.

В настоящее время проводится закупка оборудования и решается вопрос технологического присоединения к электрическим сетям для дальнейшей выдачи выработанной электроэнергии в сеть.

За последние несколько лет во многих странах получили широкое распространение системы, работающие на базе тепловых насосов (ТН), использующие низкопотенциальную теплоту сбросных вод, грунтовых вод, окружающего воздуха. В России эта технология пока не получила широкого распространения из-за высокой стоимости оборудования, что приводит к большим срокам окупаемости.

Следует отметить, что практическое значение имеет вместе с другими вышеуказанными источниками тепла для тепловых насосов (воздух, теплота грунта, грунтовых и сбросных вод) солнечная энергия. Ее можно использовать непосредственно с помощью солнечных коллекторов, размещенных на крыше отапливаемого здания. Давая тепло в испарителе

при температуре более высокой, чем окружающий воздух, грунт и т.д., солнечные коллекторы повышают характеристики теплового насоса. Обычно промежуточный теплоноситель - вода - передает тепло от коллектора к испарителю. Но может быть и полное совмещение коллектора с испарителем, где хладагент испаряется непосредственно внутри трубок солнечного коллектора. Солнечные коллекторы рассматривают в сочетании с грунтовыми. Установлено, что размеры солнечного коллектора должны быть больше 3 м^2 на 1 кВт потери тепла отапливаемым помещением. При солнечном коллекторе площадью 30 м^2 с грунтовым испарителем, занимающим только 100 м^2 , достигается тепловой коэффициент (ТК) = 3,4. Например, если использовать только грунтовый испаритель, то потребуется поверхность 300 м^2 , и при этом получается ТК = 2,7. Тем не менее может оказаться, что, несмотря на повышение ТК, экономия топлива не окупает стоимости установки, особенно солнечного коллектора.

Анализ известных научно-технических источников, данные метеослужбы, а также географическое положение г.Курска и Курской области показали, что за последние 50 лет среднегодовые солнечные дни составляют 153 (Справочник по климату Российской Федерации. Выпуск 43. М.: 2003 - 367 с. ил. Гидрометеиздат.), а скорость ветра $5,3 \text{ м/с}$, и это при минимально необходимых показателях для эффективного использования: свыше 250 солнечных дней и скорость ветра не менее 7 м/с .

Следовательно, всё это не позволяет использовать экономически эффективно даже комплексную солнечную и ветровую энергию в качестве альтернативных источников тепло- и электроснабжения.

В последнее время в некоторых странах, преимущественно не имеющих собственных энергетических источников, разрабатывают альтернативные источники энергии, особенно для децентрализованного теплоснабжения.

Однако данные разработки находятся на стадии экспериментальных исследований и не могут быть без соответствующей апробации рекомендованы в разрабатываемую Программу.

В качестве резерва можно использовать отработанные масла транспортных средств, количество которых в Курской области составляет около 240 тыс. единиц. При годовом расходе масла до 6 литров для последующей утилизации в качестве топлива на малых котельных установках это составляет $240000 \times 6 = 1440000 \text{ кг}$, или 1440 тонн практически выбрасываемого и, соответственно, загрязняющего окружающую среду топлива, а это составляет в переводе на условное топливо $1440 \times 0,735 = 1050 \text{ т у.т.}$ Этого достаточно для отопления комплекса зданий при использовании небольших котельных. Следовательно, данное направление перспективно и требует дальнейшей проработки.

Выводы:

1. Проведенный анализ показал, что в настоящее время в Курской области тепло от вторичных энергоресурсов составляет менее 1 % от основных источников, и задача состоит в увеличении их доли при использовании в качестве альтернативного источника энергии.

2. Вторичные энергоресурсы:

в системах теплоснабжения – использование потенциала возврата конденсата для отопления жилых и производственных зданий;

газопоршневые установки – использование для охлаждения жидкостей в технологических процессах;

использование тепла дымовых газов котельных для подогрева воды бытового назначения (на примере ТЭЦ - 1, разработка кафедры ТГВ ЮЗГУ);

использование в качестве топлива стружки и опилок деревоперерабатывающих производств г. Курска и области.

Важнейшим фактором, определяющим приоритетность развития альтернативной энергетики, является ее более высокая энергетическая эффективность по сравнению с традиционной энергетикой.

Для энергоустановок, использующих традиционные виды топлива, коэффициент энергетической эффективности всегда будет меньше коэффициента полезного действия, то есть существенно меньше единицы.

Для энергетических установок, функционирующих на основе альтернативных источников энергии, коэффициент энергетической эффективности выше.

Широкомасштабному внедрению альтернативной энергетики препятствуют два фактора:

- очень высокие удельные капитальные затраты на строительство генерирующих объектов;
- недостаточное использование установленной мощности.

Таблица 5.8.1

Наименование показателя	Единица измерения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Изменение объема производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	т у.т.	0,47	0,7	0,7	0,7	0,72
Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Курской области	%	0,1	0,21	0,21	0,21	0,23

5.9. Плановые и фактические значения показателя надежности оказываемых услуг в разрезе территориальных сетевых организаций Курской области.

Таблица 5.8.2

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	Уровень надежности оказываемых услуг для ТСО		Реквизиты решений об утверждении долгосрочных параметров регулирования деятельности ТСО
			Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd), час (с 2018 года)	Средняя частота прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi), шт (с 2018 года)	
1.	ПАО «МРСК Центра» (филиал «Курскэнерго»)	2018	4,5190	1,8422	Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 28.12.2017 № 118
		2019	4,4513	1,8146	
		2020	4,3845	1,7873	
		2021	4,3187	1,7605	
		2022	4,2539	1,7341	
2.	ООО «СЕВЕР- ЭНЕРГО»	2018	2,33098	0,78503	Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 28.12.2017 № 114
		2019	2,29602	0,77326	
		2020	2,26158	0,76166	
		2021	2,22766	0,75023	
		2022	2,19425	0,73898	
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп) (до 2018 года)					
3.	АО «Курские электрические сети»	2015	0,001430		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2014 № 145
		2016	0,001410		
		2017	0,001390		
		2018	0,001370		
		2019	0,001350		
4.	МУП «Городские электрические сети» муниципального образования «Город Железнодорожск» г. Железнодорожск	2015	0,023100		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2014 № 142
		2016	0,022750		
		2017	0,022410		
		2018	0,022080		

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	Уровень надежности оказываемых услуг для ТСО		Реквизиты решений об утверждении долгосрочных параметров регулирования деятельности ТСО
			Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd), час (с 2018 года)	Средняя частота прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi), шт (с 2018 года)	
5.	Московская дирекция по энергообеспечению Трансэнерго-филиал ОАО «РЖД»	2015	0,002250		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2014 № 138
		2016	0,002220		
		2017	0,002190		
		2018	0,002150		
		2019	0,002120		
6.	Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению Трансэнерго-филиал ОАО «РЖД»	2015	0,140450		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2014 № 139
		2016	0,138340		
		2017	0,136260		
		2018	0,134220		
		2019	0,132210		
7.	ООО «Железнодорожная сетевая компания»	2015	0,360000		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2014 № 137
		2016	0,355000		
		2017	0,350000		
		2018	0,344000		
		2019	0,339000		
8.	ООО «Электроснабжение»	2015	0,000000		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2014 № 141
		2016	0,000000		
		2017	0,000000		
		2018	0,000000		
		2019	0,000000		
9.	Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»	2016	0,110300		Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 28.12.2015 № 146
		2017	0,108700		
		2018	0,107000		
		2019	0,105400		
		2020	0,103800		

5.10. Расчеты электрических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Курской области представлены в приложении №1 к Программе

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше принимаются в соответствии с проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на период 2019-2025 гг.

По анализу результатов расчётов рассмотренные варианты реконструкции существующей электрической сети и строительство новых электросетевых объектов не оказывают существенного влияния на параметры электроэнергетических режимов в рассмотренных схемах с учетом прогнозных нагрузок, а именно на уровни напряжений в сети 35-110 кВ и токовую загрузку электросетевого оборудования.

На основании результатов расчетов электрических режимов можно сделать вывод о том, что новое строительство, а также реконструкция с увеличением пропускной способности электрических сетей в период 2020-2024 гг. не требуются.

5.11. Перечень электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ в электрической сети Курской области, рекомендуемых к вводу в период 2020-2024 годов, приведен в приложении № 2 к Программе.

5.12. Техничко-экономические обоснования необходимости выполнения мероприятий по развитию распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Курской области отражены в приложении № 3 к Программе.

5.13. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на основании балансов электрической и тепловой энергии.

Потребность потребителей Курской области в природном газе:

Таблица 5.13

Газ естественный (природный и попутный) - всего	млн. куб. м.				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электросиленгетика	688,8	688,8	695,6	709,5	723,6
Промышленность	344,2	352,7	360,0	367,2	374,5
Население	700,0	700,0	705,0	719,1	733,4
Агропромышленный комплекс	327,3	328,3	330,0	336,6	343,3
Прочие потребители	423,8	429,3	432,0	440,6	449,4

5.14. Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Курской области с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбывтием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей).

На территории муниципальных образований Курской области возможно строительство комбинированных объектов генерации - мини-ТЭС.

Как наиболее перспективные для реализации пилотного проекта рассматриваются следующие населенные пункты: поселки Конышевка Конышевского района, Коренево Кореневского района, имени К. Либкнехта Курчатовского района, Кшенский Советского района, Солнцево Солнцевского района, Тепличный и Магнитный Железногорского района, города Щигры, Курск и Дмитриев.

Однако, учитывая отсутствие инвесторов, представить конкретные объемы вложений и ответственных исполнителей в настоящее время не представляется возможным.

5.15. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Курской области на 5-летний период.

На территории Курской области продолжается работа по переводу жилищного фонда на индивидуальное поквартирное отопление.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» к полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов, в том числе определение единой теплоснабжающей организации. Указанная схема теплоснабжения должна содержать определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

В настоящее время муниципальные образования Курской области приступили к корректировке действующих схем теплоснабжения с учетом требований действующего законодательства, а также необходимости внедрения объектов когенерации, перехода на индивидуальное поквартирное отопление, максимального сокращения протяженности тепловых сетей от источника до объекта, внедрения маломощных блочных газовых котельных для обеспечения теплоснабжения объектов соцкультбыта.

Использование поквартирного газового отопления позволяет отказаться от тепловых сетей и полностью исключить потери тепла при транспортировке теплоносителя, рационально использовать газообразное топливо за счет высокого КПД современных теплогенераторов (свыше 90%), регулировать автоматически температуру в помещениях, исключив перетопы, снизить стоимость одной Гкал тепла, повысить ответственность населения по оплате за потребленный газ.

Проведённый анализ демонстрирует, что в сельских поселениях часто вообще экономически и технически неоправданно применение централизованных систем теплоснабжения.

Кроме того, при переводе домов на поквартирное теплоснабжение в обязательном порядке в полном объеме реализуются мероприятия,

связанные с безопасной эксплуатацией внутридомового газового оборудования (ВДГО), приводятся в надлежащее состояние вентканалы, выполняется техническое обслуживание существующих газовых приборов, помещения оборудуются автоматикой безопасности, заключаются договоры со специализированными организациями на дальнейшее техническое обслуживание газопотребляющего оборудования и внутридомовых газовых сетей.

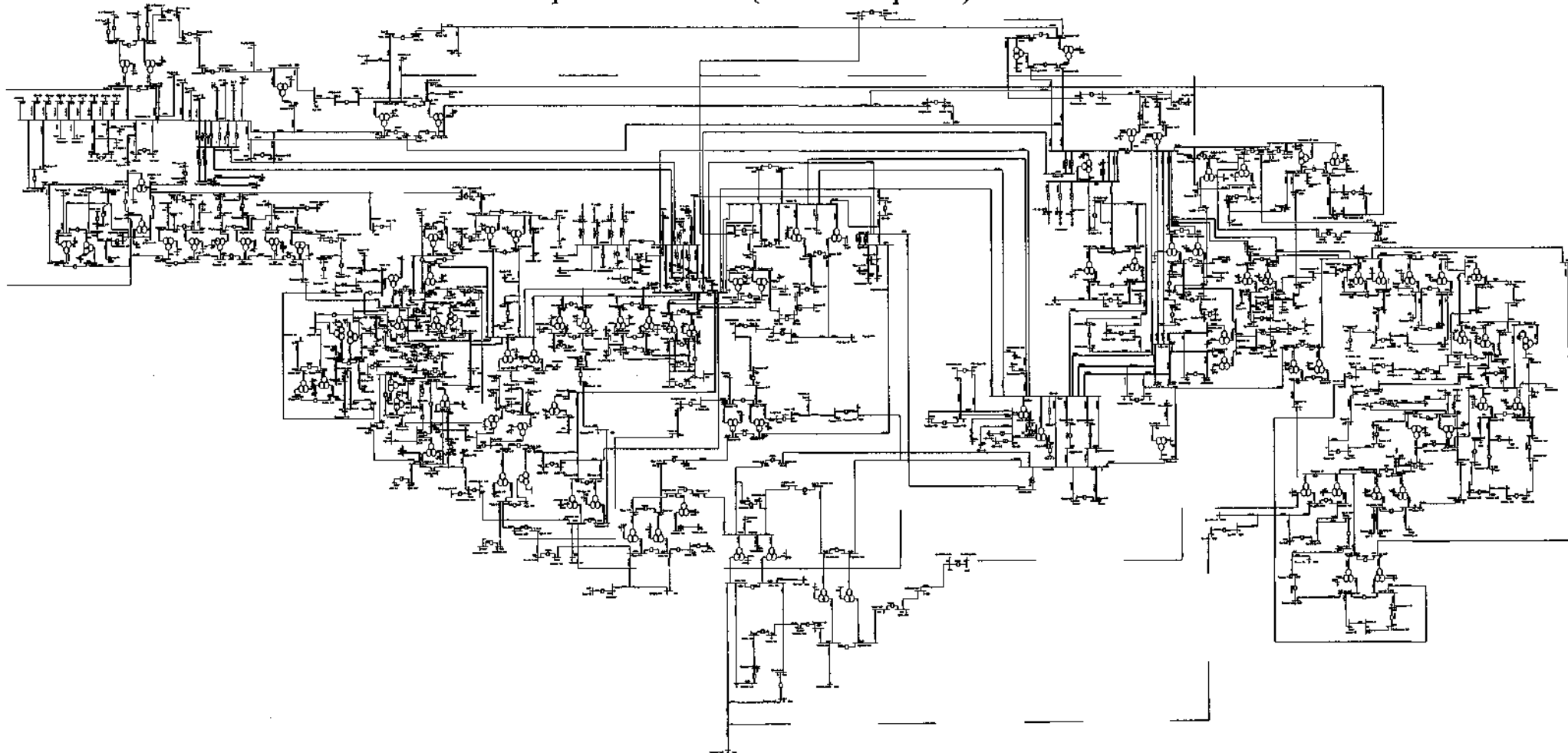
Ежегодно в области переводится на поквартирное теплоснабжение более 1000 квартир, выводятся из работы убыточные ветхие тепловые сети и котельные, повышается качество и надёжность теплоснабжения при существенном сокращении затрат для семейных бюджетов.

Приложение №1
к Схеме и Программе развития электроэнергетики
Курской области на 2020-2024 годы

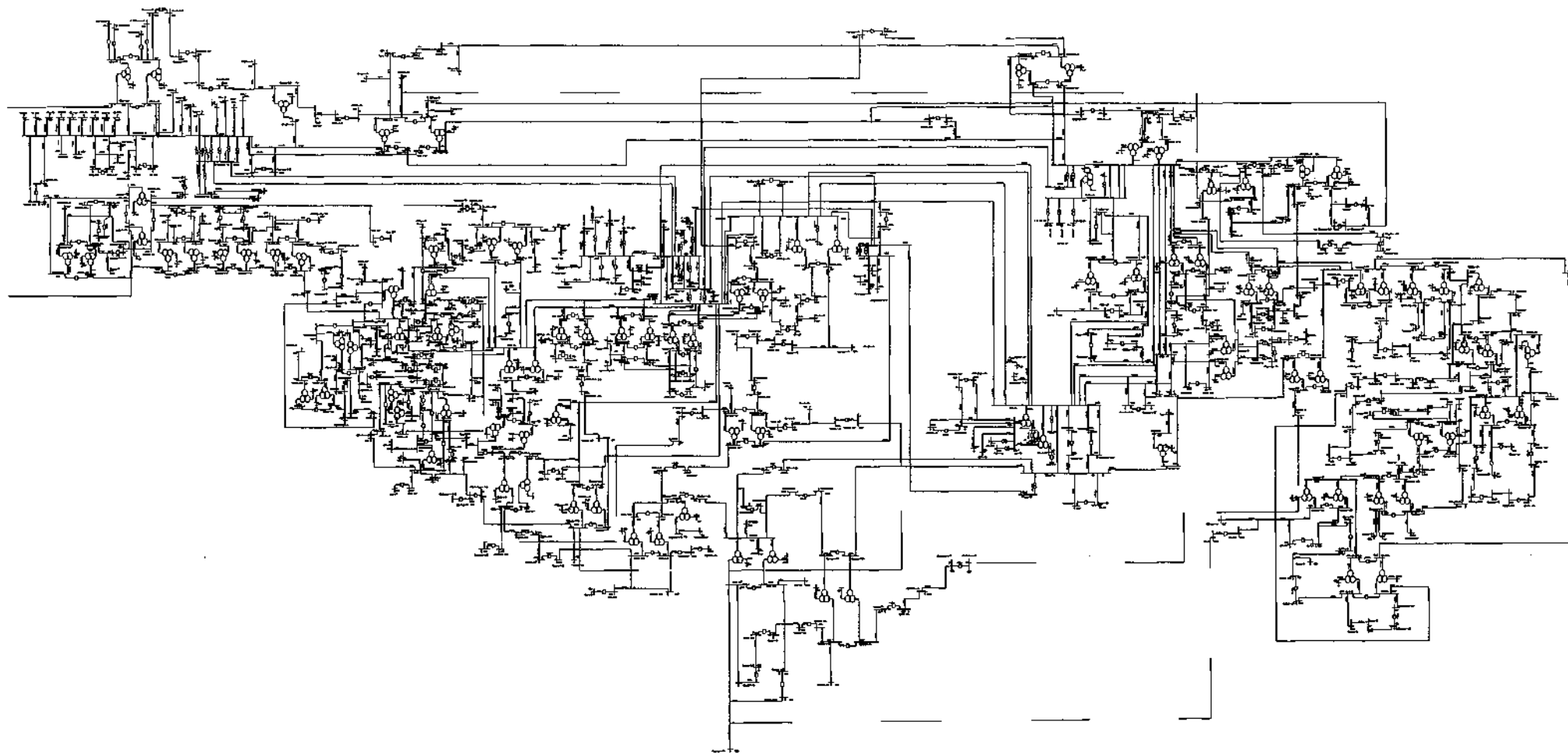
Расчеты электрических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Курской области

Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в зимний минимум нагрузок 2020 года.

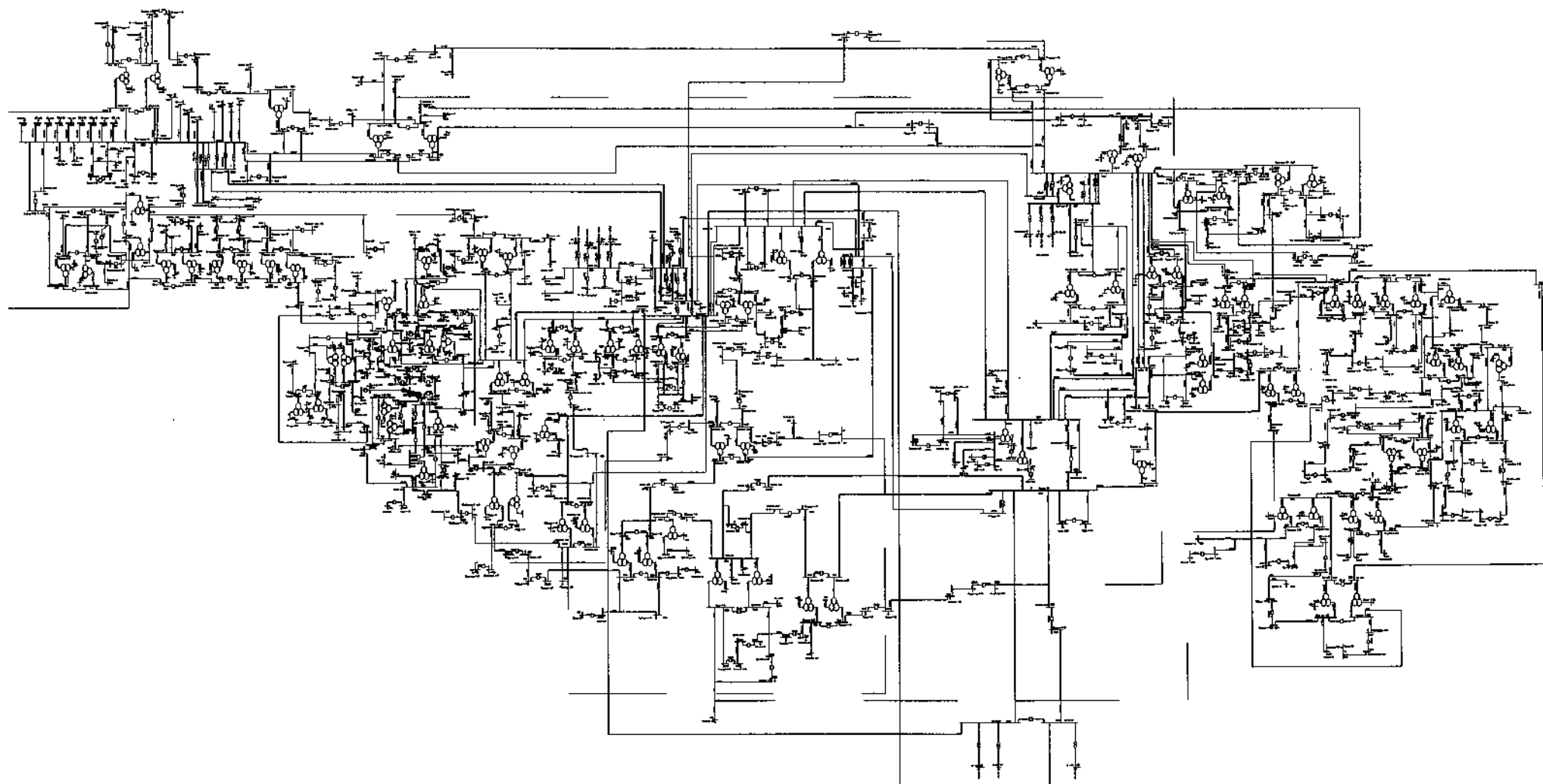
Нормальная схема (базовый вариант)



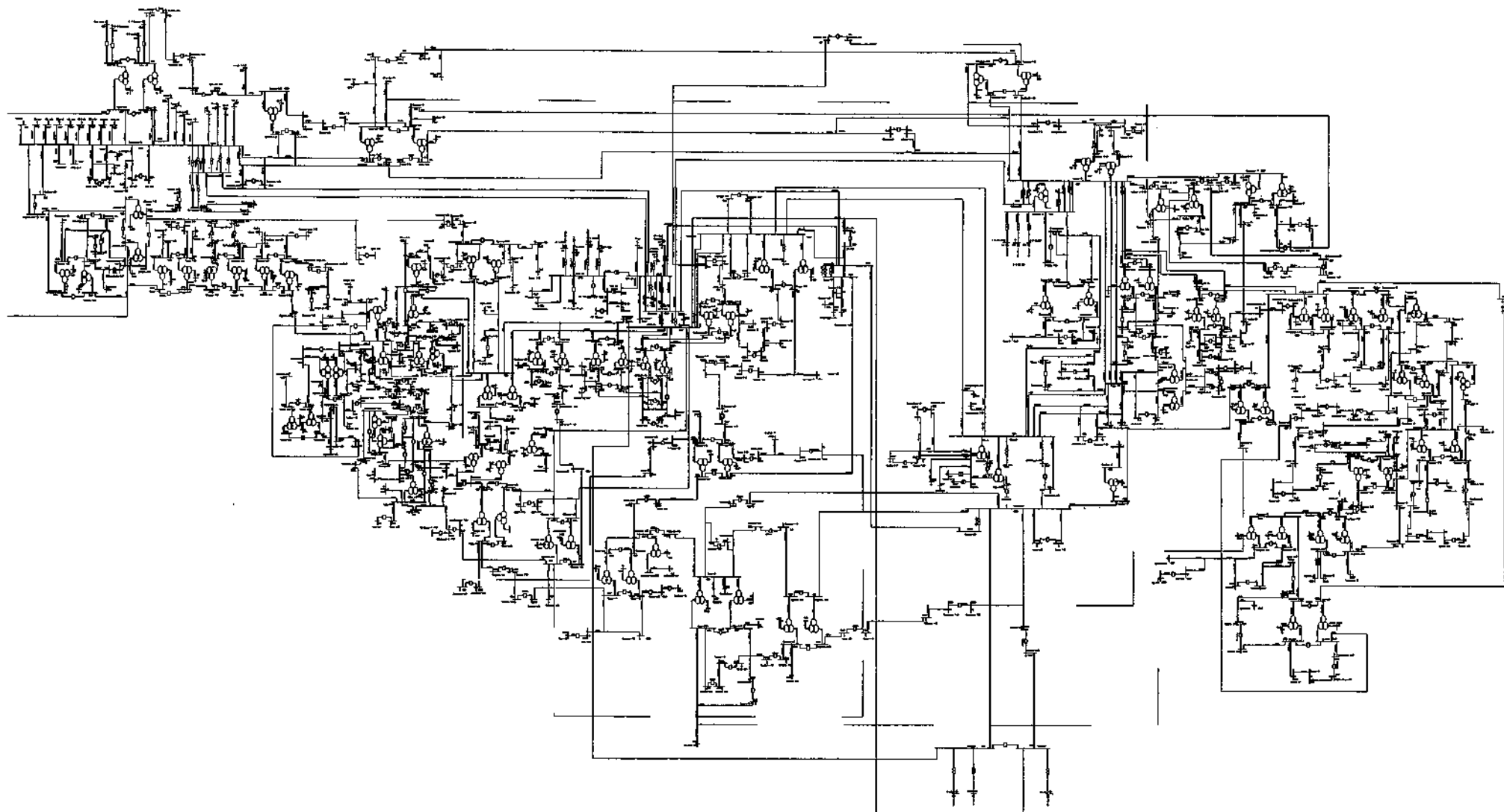
Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2020 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



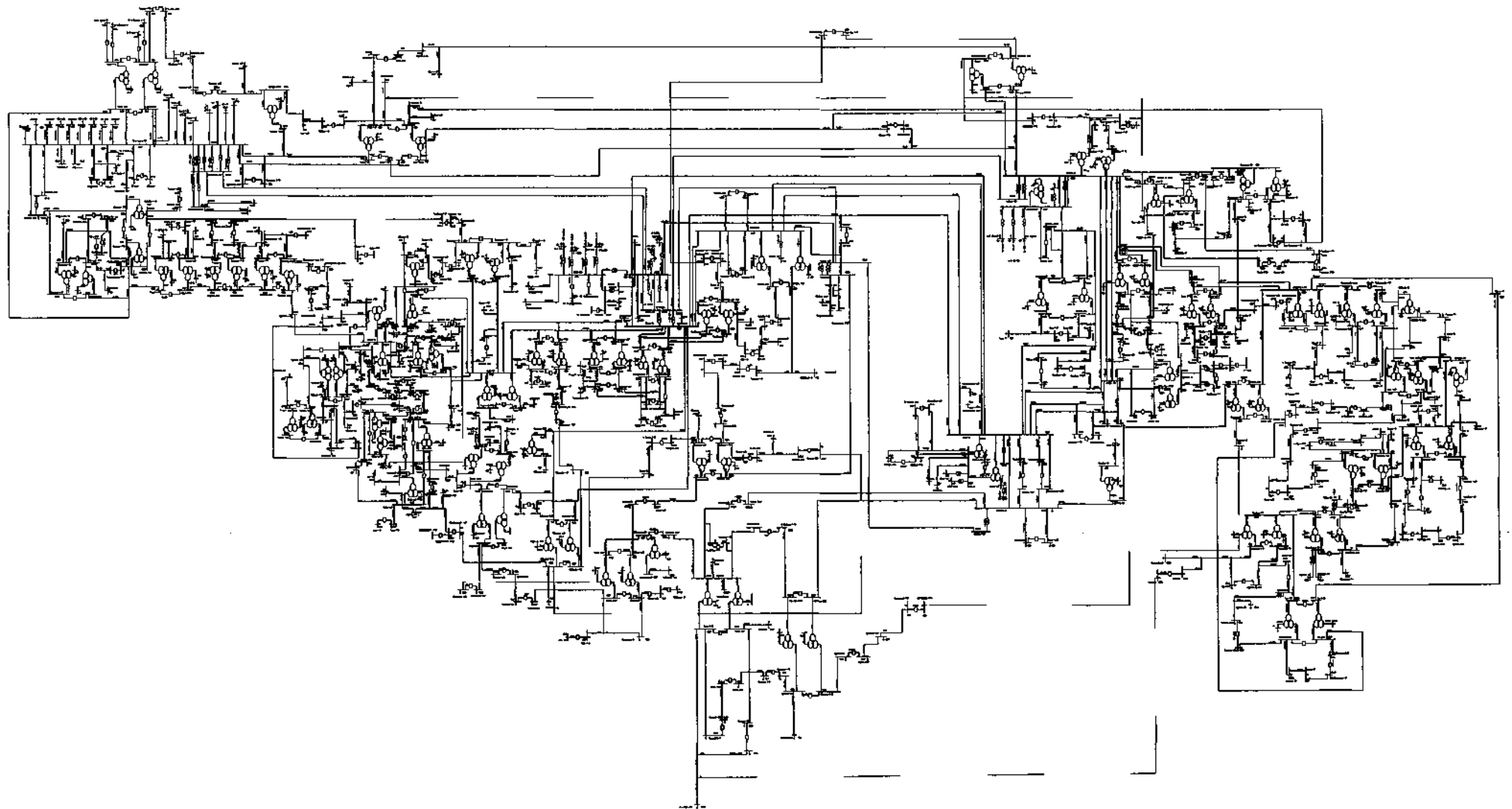
Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в зимний минимум нагрузок 2024 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



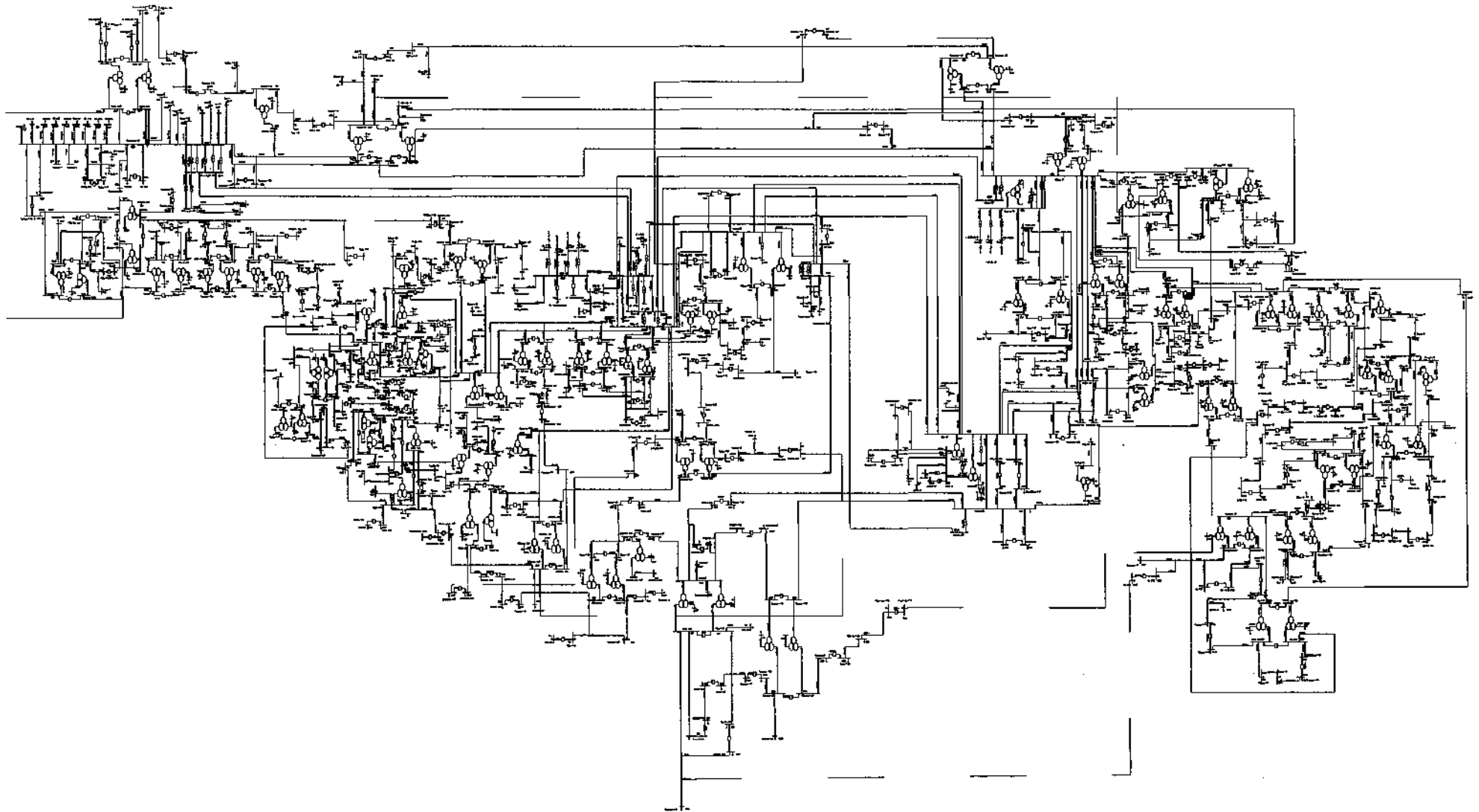
Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2024 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



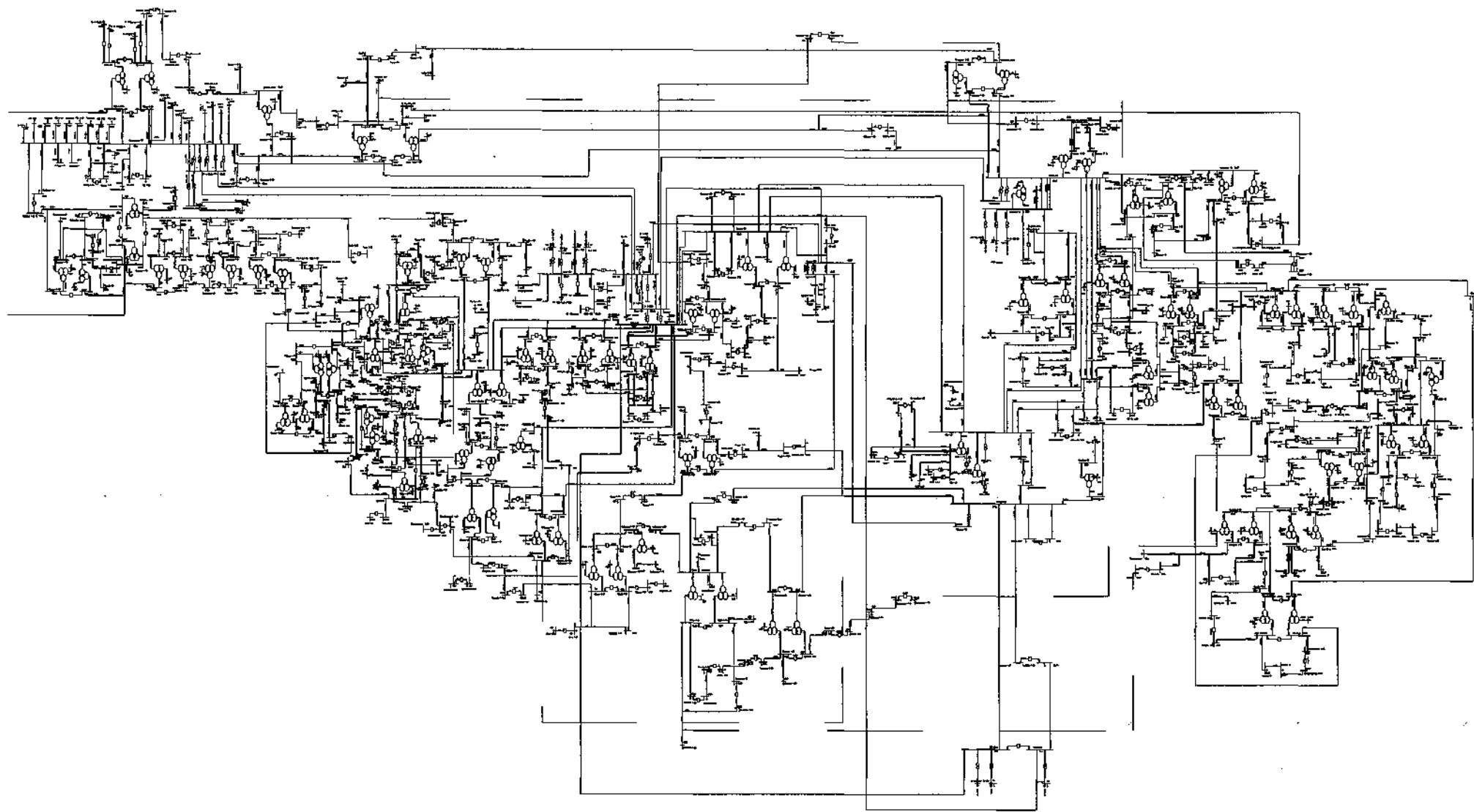
Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в летний минимум нагрузок 2020 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



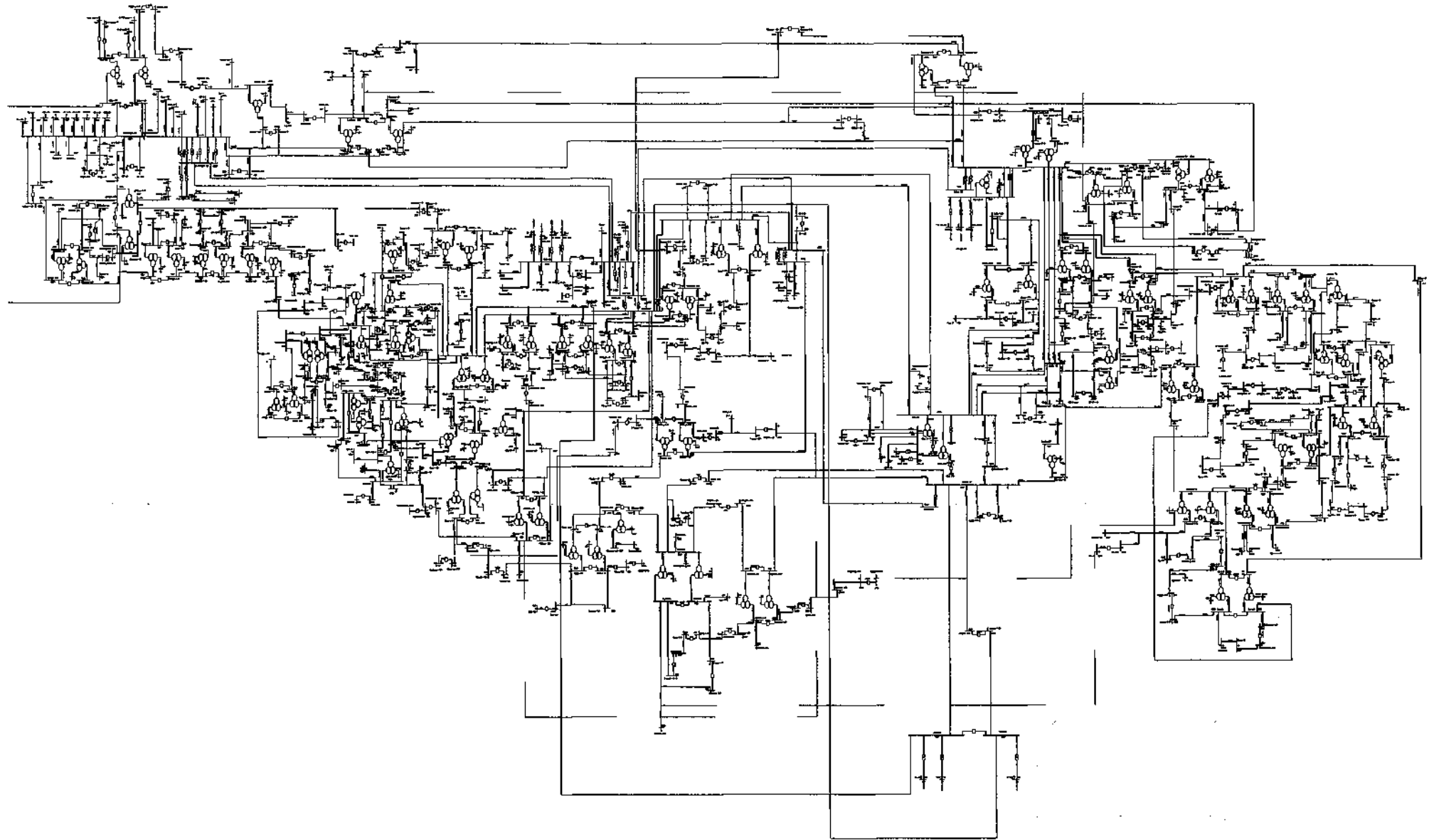
Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в летний максимум нагрузок 2020 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в летний минимум нагрузок 2024 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



Потокораспределение мощности и уровень напряжения в сети 110, 35кВ и выше в летний максимум нагрузок 2024 года.
Нормальная схема (базовый вариант)



Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Курской области на
2020-2024 годы

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ в электрической сети
Курской области, рекомендуемых к вводу в период 2020-2024 годов

№ п/п	Наименование объекта, укрупненная расшифровка по видам работ по объекту	Год начала строитель ства	Год ввода основного средства	Сметная стоимость в текущих ценах, тыс. руб. без НДС
1	Реконструкция ПС 110/10 кВ «Высокая» с увеличением трансформаторной мощности	2019	2021	307 073
2	Реконструкция ПС 110 кВ «Троицкая»	2022	2023	235 664
3	Реконструкция ПС 35 кВ «Оросительная» с увеличением трансформаторной мощности	2022	2022	28 728
4	Оптимизация схемы электрической сети (реконструкция ПС 35 кВ «Ленинская»)	2024	2024	59 018
5	Реконструкция ПС 35-110 кВ с заменой коммутационного оборудования по техническому состоянию	2021	2024	203 826
6	Мероприятия по переходу к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	2019	2022	735 295
7	Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая- Железнодорожск», участок Б.Жирово-Фатеж, протяженностью 13,1 км	2023	2024	140 464
8	Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая- Железнодорожск», участок Фатеж – Троицкая протяженностью 20,1 км	2012	2022	171 256
9	Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая- Железнодорожск», участок Троицкая – Железнодорожск протяженностью 27,14 км	2022	2024	240 110
ИТОГО				2 121 434

Приложение № 3
к программе развития
электроэнергетики Курской области
на 2020-2024 годы

**Технико-экономические обоснования необходимости выполнения
мероприятий по развитию распределительных электрических сетей
напряжением 35 кВ и выше на территории Курской области**

**Реконструкция ПС 110 кВ «Высокая» с увеличением
трансформаторной мощности**

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является реконструкция ПС 110 кВ «Высокая» с заменой силовых трансформаторов.

2. Предпосылки реализации проекта.

В схеме электроснабжения города Курска ПС 110 кВ «Высокая» является одним из важнейших узлов питающего кольца 110 кВ города Курска.

Подстанция 110 кВ «Высокая» является источником электроснабжения для привокзальной и центральной частей города, введена в эксплуатацию в 1968 году. Установленная мощность силовых трансформаторов 2 x 16 МВА. Общая протяженность распределительной кабельной сети 10 кВ более 50 км.

От подстанции осуществляется электроснабжение около 1/3 части потребителей центральной части города, жилого поселка Заря, газовой котельной, обеспечивающей теплоснабжение жилых домов привокзального района, больницы, детских и социальных учреждений.

Суммарная полная мощность по результатам зимних замеров 2018 г. составила 24,23 МВА, при этом максимум нагрузки на ПС за последние 5 лет – 27 МВА, что составляет:

- 84 % от номинальной мощности установленных трансформаторов;
- 168% от номинальной мощности одного трансформатора (режим п-1).

Текущий дефицит составляет 10,2 МВА.

С учетом перераспределения мощности по электрическим сетям 10 кВ величиной 1,91 МВА дефицит составляет 8,29 МВА (156 % в режиме п-1).

Требуется увеличение мощности трансформаторов для покрытия существующего дефицита мощности с заменой трансформаторов 110/10 кВ 2 x 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ 2 x 25 МВА.

Кроме того в соответствии с Корректурой генерального плана развития г. Курска планируется ввод жилого фонда в привокзальном

районе в границах железной дороги, ул. Маяковского и ул. Островского – 240 тыс. м².

Инвестиционный проект предусмотрен распоряжением Губернатора от 17.07.2017 № 190-рг «О внесении изменений в распоряжение Губернатора Курской области от 28.04.2017 № 102-рг «Об утверждении программы развития электроэнергетики Курской области на 2018-2022 гг.»

3. Анализ технических решений.

На подстанции предусматривается замена силовых трансформаторов установленной мощностью 2 х 16 МВА на трансформаторы 2 х 25 МВА, а также:

- реконструкция схемы ОРУ-110 кВ;
- реконструкция РУ-10 кВ;
- строительство ОПУ с размещением панелей защит и управления;
- замена трансформаторов собственных нужд;
- установка компенсирующих катушек;
- строительство нового маслосборника.

ОРУ-110 кВ с двумя трансформаторами, линейными и трансформаторными разъединителями, элегазовыми выключателями 110 кВ (целесообразность установки неавтоматической секционной перемычки либо СВ 110 кВ определить при проектировании). В проекте предусмотреть реконструкцию заходов ВЛ-110 кВ.

Требования к элегазовым выключателям:

- а) номинальное напряжение, кВ – 110 кВ;
- б) наибольшее рабочее напряжение, кВ – 126 кВ;
- в) номинальный ток, А – определить при проектировании;
- г) номинальный ток отключения, кА – 40;
- д) ресурс по коммутационной стойкости, не менее:
 - при номинальном токе включения, циклы «ВО» – 6000;
 - при номинальном токе отключения, «ВО» – 20;
- е) срок службы до технического обслуживания – не менее 12 лет;
- ж) срок службы выключателя – не менее 40 лет;
- з) климатическое исполнение – УХЛ1.

Требования к вакуумным выключателям:

конструкция вакуумных выключателей должна обеспечивать:

- а) надежную работу без ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;
- б) низкий уровень коммутационных перенапряжений;
- в) минимум операций по обслуживанию;

вакуумные выключатели с электромагнитным приводом или электромагнитной защелкой на напряжение 10 кВ (комплектацию, тип и технические параметры уточнить при проектировании) с низким уровнем коммутационных перенапряжений;

номинальное напряжение, кВ – 10;

климатическое исполнение – УХЛ1;

номинальный ток – определить при проектировании.

Ресурс по коммутационной стойкости, не менее:

- при номинальном токе, циклы «ВО» – 50000;
- при номинальном токе отключения, «ВО» – 100.

Прокладку кабельных линий (при наличии) по территории подстанции в кабельных каналах.

Оперативный ток – постоянный. Установить шкаф оперативного тока ШОТ-01.

Предусмотреть компенсацию емкостных токов кабельной сети 10 кВ установкой дугогасительных реакторов с автоматическим плавным регулированием (целесообразность обосновать в проекте).

Изоляция, защита от перенапряжений, заземление.

Для защиты подстанционного оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений устанавливаются ОПН 10-110 кВ. Защиту подстанции от прямых ударов молнии осуществить при помощи молниеотводов.

При реконструкции ПС 110 кВ «Высокая», планируется использование принципов цифровой трансформации сети.

В рамках реализации проекта предусматривается:

передача аналоговых сигналов с ТТ и ТН к устройствам РЗА, приборам учета и измерений будет осуществляться по «меди»;

на промежуточных этапах реконструкции ПС предусматривается взаимодействие вновь устанавливаемых устройств РЗА как между собой, так и с существующими устройствами, выполненными на электромеханической элементной базе по «меди», и в тестовом режиме между устройствами, поддерживающими стандарт МЭК 61850 посредством GOOSE-сообщений (для последующего анализа корректности работы устройств);

на заключительном этапе планируется перейти на взаимодействие всех устройств РЗА между собой с помощью GOOSE - сообщений;

сигнализация и управление коммутационными аппаратами предусматривается с помощью формирования GOOSE - и MMS - сообщений через ПДС, устанавливаемый вблизи оборудования;

передача сигнализации событий в АСУ ТП предусматривается MMS-сообщениями.

планируется установка разъединителей 110 кВ с возможностью дистанционного управления.

В результате реализации пилотного проекта по реконструкции ПС 110 кВ «Высокая» с использованием технологий цифровых подстанций ожидаются следующие эффекты:

- снижение затрат на ликвидацию аварийных отключений за счет увеличения наблюдаемости сети;
- увеличение быстродействия РЗА;
- снижение затрат на технологические потери электроэнергии;
- увеличение полезного отпуска электроэнергии;
- повышение уровня промышленной безопасности;

- снижение аварийного недоотпуска электроэнергии;
- снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт;
- повышение наблюдаемости сети;
- возможность дистанционного управления оборудованием ПС.

4. Выводы.

Инвестиционный проект «Реконструкция ПС 110 кВ «Высокая» с заменой трансформаторов 2 x 16 МВА на 2x 25 МВА» необходим для ликвидации недопустимой токовой загрузки.

Реконструкция ПС 110 кВ «Троицкая»

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является реконструкция ПС 110 кВ «Троицкая» с целью обеспечения надежного и качественного электроснабжения существующих потребителей. Увеличение трансформаторной мощности после реконструкции обусловлено минимально возможной мощностью типового ряда трёхобмоточных трансформаторов

2. Предпосылки реализации проекта.

Подстанция 110 кВ «Троицкая» является одним из важных элементов схемы электроснабжения Железнодорожного и Фатежского районов. От ПС 110 кВ «Троицкая» подключены понижающие подстанции: ПС 35 кВ «Рышково», ПС 35 кВ «Воропаево», ПС 35 кВ «Реут». Кроме этого от ПС 110 кВ «Троицкая» обеспечивается резервирование ПС 110 кВ «Рудная» по сети 35 кВ.

В период с 1980 г. было построено Копенское водохранилище, что привело к изменению уровня грунтовых вод. В результате территория ПС 110 кВ «Троицкая» оказалась в зоне затопления. Заболачивание территории вызвало снижение несущей способности грунта. В результате произошло вертикальное смещение стоек опор под оборудованием, отдельные стойки поднялись вверх на 350 мм от отметок, предусмотренных проектом, фундамент под трансформатором опустился на 400 мм, в стенах помещения БМЗ имеются трещины вертикального направления, вызванные осадкой грунта, гравийная засыпка подъездной автодороги опустилась в грунт, что крайне затрудняет эксплуатацию подстанции.

Дальнейшая работа в таких условиях может привести к отказам и нарушению нормальной схемы электроснабжения потребителей Железнодорожного и Фатежского районов. Кроме этого, эксплуатация схемы с одним силовым трансформатором не в полной мере отвечает требованиям надежности, ограничиваются возможности резервирования, возникают затруднения при выводе оборудования в ремонт.

3. Анализ технических решений.

Учитывая минимальное значение типового ряда мощностей трёхобмоточных трансформаторов 6,3 МВА, а также исходя из величины

существующей нагрузки, планируется установка 2-х трансформаторов по 6,3 МВА каждый.

ОРУ-110 кВ с двумя трансформаторами, линейными и трансформаторными разъединителями, элегазовыми выключателями 110 кВ (целесообразность установки неавтоматической секционной перемычки либо СВ 110 кВ определить при проектировании). В проекте предусмотреть реконструкцию заходов ВЛ-110 кВ.

Сохранение существующих каналов связи и релейной защиты.

ОРУ-35 кВ с линейными, шинными и трансформаторными разъединителями, вакуумными выключателями 35 кВ (целесообразность установки неавтоматической секционной перемычки либо СВ 35 кВ определить при проектировании).

РУ-10 кВ с двумя секциями на 24 ячейки с вакуумными выключателями ВВ (предусмотреть возможность расширения РУ с установкой дополнительных ячеек) и микропроцессорными защитами.

4. Выводы.

Инвестиционный проект Реконструкция ПС 110 кВ «Троицкая» с увеличением трансформаторной мощности необходим для ликвидации недопустимой токовой загрузки, рекомендуется к выполнению.

Инвестиционный проект Реконструкция ПС 110 кВ «Троицкая» необходим для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей с северной части Курской области, рекомендуется к выполнению.

Реконструкция ПС 35 кВ «Оросительная» с увеличением трансформаторной мощности

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является реконструкция ПС 35/10кВ «Оросительная» с заменой силового трансформатора установленной мощностью 4 мВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.

2. Предпосылки реализации проекта.

В настоящее время на подстанции 35/10кВ «Оросительная» установлен один трансформатор мощностью 4 000 кВА, процент износа составляет более 65 %.

На подстанции установлен 1 выключатель 35 кВ типа ВТ-35, 5 выключателей 10 кВ типа ВМГ-10, 2 выключателя 10 кВ типа ВМП-10.

Количество отходящих линий 10 кВ – 6 шт. общей ориентировочной длиной 40 км.

Сложившаяся в настоящее время обстановка в энергопотреблении характеризуется ростом нагрузки коммунально-бытового сектора за счет строительства жилья (индивидуальная застройка).

Нагрузка по замерам зимних режимных дней по годам представлена в таблице.

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Нагрузка, МВА	1,459	2,259	2,630	2,604	3,404	2,922	3,734

Кроме того, объем мощности по договорам ТП, находящимся на исполнении, – 1,46 МВт (1,64 МВА). Таким образом, прогнозируемая нагрузка составляет 5,374 МВА, что составляет 134 % от номинальной мощности установленного трансформатора.

3. Анализ технических решений.

Исходя из расчётной нагрузки на ПС 35/10кВ «Оросительная» планируется произвести замену существующего силового трансформатора 1Т мощностью 4 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА

4. Выводы.

Инвестиционный проект «Реконструкция ПС 35 кВ «Оросительная» с увеличением трансформаторной мощности» необходим для предотвращения возникновения недопустимой токовой загрузки.

Оптимизация схемы электрической сети (реконструкция ПС 35 кВ «Ленинская»)

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является оптимизация электрической сети Октябрьского района с целью обеспечения надежного и качественного электроснабжения существующих и планируемых потребителей.

2. Предпосылки реализации проекта.

Подстанция 35 кВ «Ленинская» расположена в п. Прямыцыно Октябрьского района Курской области и включена отпайкой от ВЛ 35 кВ ЖБИ - Октябрьская. На подстанции установлен один трансформатор мощностью ТМ 35/10 кВ 1 800 кВА, введенный в эксплуатацию с 1960 года.

На подстанции установлено следующее оборудование:

- в цепи трансформатора установлен разъединитель 35 кВ;
- схема ОРУ-35-кВ – «Линия-трансформатор с разъединителем»;
- РУ-10 кВ выполнено из ячеек КВГН-3, КАН-24, КАН-25:
- *ячейка ввода 10 кВ – 2 шт. (1 шт. недействующая);
- *ячейка ТН-10 кВ – 1 шт.;
- *ячейка отходящей линии – 5 шт.;
- *ячейка ТСН – 1 шт.

3. Анализ технических решений.

Возможны следующие варианты обеспечения надёжного электроснабжения в зоне обслуживания ПС 35 кВ «Ленинская»:

- комплексная реконструкция ПС 35 кВ «Ленинская»;

- реконструкция ПС 110 кВ «Октябрьская» с перезаводом потребителей по сети 10 кВ с ПС 35 кВ «Ленинская» на ПС 110 кВ «Октябрьская».

Конкретные технические решения будут определены на этапе ТЭО.

4. Выводы.

Инвестиционный проект «Оптимизация схемы электрической сети (реконструкция ПС 35 кВ «Ленинская»)» необходим для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей Октябрьского района Курской области, рекомендуется к выполнению.

Реконструкция ПС 35-110 кВ с заменой коммутационного оборудования по техническому состоянию

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является повышение надёжности электроснабжения потребителей путём замены коммутационного оборудования.

2. Предпосылки реализации проекта.

В настоящее время на данных ПС установлены морально и физически устаревшие ОД-КЗ 110 кВ, масляные выключатели 110 кВ, масляные выключатели 6-10 кВ. В результате длительной эксплуатации, низкой надёжности приводов, высокой пожароопасности выключателей с использованием масла для гашения электрической дуги, отсутствия запасных частей для ремонта обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения потребителей затруднено.

3. Анализ технических решений.

Вакуумные выключатели 10 кВ характеризуются высоким коммутационным ресурсом, надёжностью и экономичностью.

Планируется использование вакуумных выключателей с литыми из эпоксидного компаунда полюсами, которые комплектуются современными вакуумными камерами. Вакуумные камеры специально разработаны и оптимальным образом подходят для использования в литых полюсах. Контакты вакуумных камер выполнены из специальных легированных сплавов. Горение дуги, которое возникает при разведении контактов при отключении нагрузки, поддерживается металлическими парами за счет испарения электродного материала. Электрическая дуга мягко гасится при естественном переходе тока через ноль, поэтому исключается возможность возникновения перенапряжения при коммутации большинства видов нагрузок.

В вакуумных выключателях применяется электромагнитный привод. Для удержания выключателя во включенном или отключенном положениях используется энергия мощных постоянных магнитов. Фиксация происходит за счет использования принципа «магнитной защелки», а именно: замыкания магнитной цепи включения или

отключения якорем, который механически связан с подвижными контактами вакуумных камер.

Вакуумные выключатели с электромагнитным приводом или электромагнитной защелкой приводом на напряжение 10 кВ с низким уровнем коммутационных перенапряжений.

1. Номинальное напряжение, кВ – 10.
2. Климатическое исполнение – УХЛ1.
3. Ресурс по коммутационной стойкости, не менее:
при номинальном токе, циклы «ВО» – 50000;
при номинальном токе отключения, «ВО» – 100.

Технические характеристики элегазового колонкового выключателя 110 кВ:

Тип привода	пружинный
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	126
Номинальный ток, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	40
Собственное время отключения, с	0,035
Полное время отключения, не более с	0,05
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,281
Собственное время включения, с	0,058
Разновремени́мость работы полюсов, с:	
- при отключении	0,01
- при включении	0,01
Масса элегаза в выключателе, кг	8,1
Номинальное напряжение электромагнитов включения и отключения, В пост.	220
Ток электромагнитов включения и отключения при нормальном напряжении, А:	0,01
- электромагнит отключения	0,01
- электромагнит включения	
Рабочий диапазон напряжения цепей управления, % от номинального напряжения:	65-110
- электромагнит отключения	85-110
- электромагнит включения	
Напряжение питания электродвигателя взвода пружины включения, В:	110-380
- переменное	48-220
- постоянное	
Мощность электродвигателя взвода пружины включения, кВт	0,66
Время взвода пружины включения привода, с	6-14
Напряжение питания устройств обогрева, В переменное	220

Тип привода	пружинный
Мощность устройства антиконденсатного обогрева, Вт	115
Мощность устройства дополнительного (зимнего) обогрева, Вт	750
Масса выключателя, кг	1500

Планируется реконструкция следующих подстанций:

- техперевооружение ПС 110 кВ «Счетмаш» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (11 шт);
- техперевооружение ПС 110 кВ «Б.Жирово» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (11 шт);
- техперевооружение ПС 110 кВ «Б.Киликино» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (7 шт);
- техперевооружение ПС 110 кВ «Белая» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (13 шт);
- реконструкция ПС 110 кВ «Камыши» с заменой блоков ОД и КЗ 110 кВ на элегазовые выключатели (2 шт);
- модернизация ПС 110 кВ «Камыши» с монтажом аппарата управления оперативным током 23У*1АБ;
- техперевооружение ПС 35 кВ «Р. Колодец» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (11 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «В. Любаз» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (11 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Сапогово» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (6 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Б. Солдатское - 2» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (11 шт);
- техперевооружение ПС 110 кВ «Б. Атомград» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (24 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Б. Свобода» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (19 шт);
- реконструкция ПС 110 кВ «Хомутовка» с заменой блоков ОД и КЗ 110 кВ на элегазовые выключатели (2 шт);
- модернизация ПС 110 кВ «Хомутовка» с монтажом аппарата управления оперативным током 23У*1АБ;
- реконструкция ПС 110 кВ Аккумуляторная с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (2 шт);
- модернизация ПС 110 кВ «Аккумуляторная» с монтажом аппарата управления оперативным током 23У*1АБ;
- реконструкция ПС 110 кВ «Фатеж» с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (2 шт);
- реконструкция ПС 110 кВ «Щигры» с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (2 шт);

- реконструкция ПС 110 кВ «Тим» с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (3 шт);
- модернизация ПС 110 кВ «Тим» с монтажом аппарата управления оперативным током 23У*1АБ;
- реконструкция ПС 110 кВ «Пены» с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (2 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Петринка» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (5 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Мурыновка» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (9 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Карыж» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (5 шт);
- техперевооружение ПС 35 кВ «Михайловка» с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (13 шт).

4. Выводы.

Инвестиционный проект «Реконструкция ПС 35-110 кВ с заменой коммутационного оборудования по техническому состоянию» необходим для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей Курской области, рекомендуется к выполнению.

Мероприятия по переходу к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

1. Описание проекта.

Планируемые мероприятия являются одним из этапов перехода к цифровой РЭС.

2. Предпосылки реализации проекта.

В настоящее время электросетевой комплекс России исчерпал возможности экстенсивного развития.

Данные последних лет подтверждают, что рост числа потребителей будет скомпенсирован ростом их энергоэффективности, что в свою очередь приведет к стагнирующему росту полезного отпуска из сети. Эффект масштаба в электропотреблении задействован уже быть не может.

Анализ данных показывает следующие наметившиеся тренды в развитии компании «стандартным» путем:

- резкое снижение темпа сокращения технологических потерь;
- «заморозка» темпов снижения аварийности;
- надежность достигается за счет многократного резервирования из-за избыточного сетевого строительства;
- увеличивается процент износа основного оборудования, который ведет к снижению качества услуг по передаче электроэнергии;
- отрасль не в состоянии «принять в себя» инновации с рынка в силу отсталости технологической базы 60 -70 - х годов.

3. Анализ технических решений.

Организационно уровень оперативно-технического управления и автоматизации будет располагаться на уровне районных электрических сетей (далее – РЭС).

На данном уровне обеспечивается сбор и обработка цифровых данных непосредственно с «полевых объектов» сетевой инфраструктуры – коммутационные аппараты, измерительные устройства и системы, комплексы диагностики и мониторинга работы первичного оборудования.

Определяющей технологией оперативно-технологического уровня является цифровая РЭС со своим набором программно-аппаратных решений для реализации следующего основного функционала:

- локализация мест повреждения;
- автоматизация процессов ликвидации аварийных событий (OMS);
- удаленное управление оборудованием сети;
- внедрение функции автоматического восстановления электроснабжения FLISR;
- реализация АВР;
- расчет конфигурации сетей;
- расчет потерь и автоматическое выявление очагов потерь (включая коммерческие потери);
- интеллектуальное управление энергопотреблением у потребителей, основанное на анализе профилей и характере нагрузок (demand response);
- интеллектуальное управление объектами генерации (ВИЭ+РИСЭ);
- расчет баланса на данных коммерческого учета;
- автоматический расчет и удаленное изменение и управление установками защит;
- анализ состояния активов на основе диагностических данных.

В рамках пилотного проекта цифровой РЭС планируется цифровизация Курского РЭС.

В рамках цифровизации Курского РЭС планируется выполнение следующих мероприятий:

- установка управляемых приборов учета электроэнергии у потребителей 0,4 - 20 кВ;
- установка на ТП, РП и РТП приборов учета электроэнергии по стороне 0,4 кВ;
- установка на РП и РТП приборов учета электроэнергии по стороне 6-20 кВ;
- передача данных от приборов учета электроэнергии (напряжение, ток, мощность и др.) в ПТК для осуществления оперативно-

технологического управления процессами функционирования электрических сетей;

- телеуправление коммутационными аппаратами РП 6-20 кВ (при наличии технической возможности);

- организация системы переменного (выпрямленного) оперативного тока на РП 6-20 кВ для питания вторичных систем и цепей управления коммутационными аппаратами без применения аккумуляторных батарей;

- изменение топологии (реконфигурация и «закольцовка») сети – для реализации функций автоматического выделения поврежденного участка, самовосстановления сети, посредством установки секционирующих управляемых коммутационных аппаратов, установка цифровых указателей направления токов КЗ;

- использование доступных и безопасных средств связи (GSM, Ethernet, радиосвязь, оптическая связь, LPWAN, PLS и др.);

- конкретные технические решения будут определены на этапе выполнения проектных работ.

Основными мероприятиями по цифровой трансформации сети являются:

Наименование мероприятия	Планируемый эффект
Установка высоковольтных пунктов учета э/энергии на ЛЭП 6-10 кВ Курского РЭС (112 шт)	Повышение качества учёта электроэнергии, снижение коммерческих потерь
Организация системы цифровой радиосвязи филиала Курскэнерго	Повышения качества оперативного обслуживания, увеличение производительности труда, безопасности персонала
Создание Единого центра управления сетями филиала «Курскэнерго»	Снижение показателей аварийности, производственных издержек
Создание/модернизация АСУЭ на ГБП с потребителями и ТП 6-10 кВ от ЛЭП 6-10 кВ «Курскэнерго», филиала ПАО «МРСК Центра»: 2020 год (1-ф ПУ - 3249 шт., 3-ф ПУ ПВ - 383 шт., 3-ф ПКВ - 125 шт., УСПД ТП - 102 шт., автоматизация точек - 3757 шт.);	Повышение качества учёта электроэнергии, снижение коммерческих потерь
Модернизация РП, ТП 6-10/0,4 кВ Курского РЭС филиала Курскэнерго с монтажом оборудования систем телемеханики в рамках цифрового РЭС	Снижение показателей аварийности, производственных издержек, снижение стороннего травматизма, риска хищений.

4. Выводы.

Реализация инвестиционного проекта необходима для обеспечения наблюдаемости и оперативно-технологического управления объектами электросетевого комплекса, выполнения требований отраслевых

нормативно-технических документов, что в свою очередь повысит качество и эффективность управления оборудованием, увеличит надежность электроснабжения потребителей, рекомендуется к выполнению.

Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Б. Жирово-Фатеж

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является реконструкция ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Б. Жирово-Фатеж, без изменения параметров пропускной способности сети.

2. Предпосылки реализации проекта.

ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Б. Жирово-Фатеж, построена в 1958 году. Протяженность составляет 13,1 км. Тип и марка провода – сталеалюминиевый АС-150/24 и грозозащитный трос С-50.

Строительство линии было связано с необходимостью резервирования ПС 330 кВ «Садовая» и ПС 330 кВ «Железнодорожная» и необходимостью развития сети 110 кВ в Фатежском и Железнодорожном районах.

Из анализа актов аварийных отключений были определены основные причины аварий:

моральный и физический износ оборудования;

коррозийный износ грозозащитного троса в результате воздействия ветровых и гололедных нагрузок по трассе линии составляет 20-30%;

из-за коррозионного износа наметилось смещение (разворот) фундаментных опор.

При обследовании и анализе технического состояния ВЛ 110кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Б. Жирово-Фатеж, были установлены следующие факты:

железобетонные опоры имеют сколы бетона стоек с оголением продольной и поперечной арматуры, многочисленные трещины стоек, случаи искривления стоек;

элементы металлических опор, провод, грозозащитный трос, изоляция, линейная арматура ВЛ имеют значительный износ и многочисленные дефекты.

3. Анализ технических решений.

В соответствии с протоколом совещания по вопросу реконструкции ВЛ 110 кВ «Садовая – Железнодорожная» № 1,2 (участок Б. Жирово-Фатеж), было принято решение о комплексной реконструкции участка ВЛ 110 кВ «Садовая – Железнодорожная» № 1,2 (участок Б. Жирово-Фатеж) с заменой опор, проводов, грозозащитного троса, линейной изоляции, линейной арматуры и установкой гасителей вибрации.

4. Выводы.

Инвестиционный проект «Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая-Железнодорож», участок Б.Жирово-Фатеж» необходим для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей северной части Курской области и рекомендуется к выполнению.

Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая-Железнодорож», участок Фатеж – Троицкая

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является реконструкция ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорож», участок Фатеж - Троицкая, без изменения параметров пропускной способности сети.

2. Предпосылки реализации проекта.

ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорож», участок Фатеж - Троицкая построена в 1958 году. Протяженность составляет 20,1 км. Тип и марка провода – сталеалюминевый АС-150/24 и грозозащитный трос С-50.

Строительство линии было связано с необходимостью резервирования ПС 330 кВ Садовая и ПС 330 кВ Железнодорожская и необходимостью развития сети 110 кВ в Фатежском и Железнодорожском районах.

Из анализа актов аварийных отключений были определены основные причины аварий:

моральный и физический износ оборудования:

коррозийный износ грозозащитного троса, в результате воздействия ветровых и гололедных нагрузок по трассе линии составляет 20-30%;

из-за коррозионного износа наметилось смещение (разворот) опор фундаментных опор.

При обследовании и анализе технического состояния ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорож», участок Фатеж – Троицкая, были установлены следующие факты:

железобетонные опоры имеют сколы бетона стоек с оголением продольной и поперечной арматуры, многочисленные трещины стоек, случаи искривления стоек;

элементы металлических опор, провод, грозозащитный трос, изоляция, линейная арматура ВЛ имеют значительный износ и многочисленные дефекты.

2. Анализ технических решений.

В соответствии с протоколом совещания по вопросу реконструкции ВЛ 110 кВ «Садовая – Железнодорож» № 1,2 (участок Фатеж - Троицкая) (приложение 3 к пояснительной записке), было принято решение о комплексной реконструкции участка ВЛ 110 кВ «Садовая – Железнодорож» № 1,2 (участок Фатеж - Троицкая) с заменой опор, проводов,

грозозащитного троса, линейной изоляции, линейной арматуры и установкой гасителей вибрации.

4. Выводы.

Инвестиционный проект «Реконструкция ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Фатеж – Троицкая» необходим для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей северной части Курской области и рекомендуется для включения в инвестиционную программу филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго».

Реконструкция ВЛ 110кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Троицкая - Железнодорожная

1. Описание проекта.

Основной задачей реализации данного инвестиционного проекта является реконструкция ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Троицкая - Железнодорожная, без изменения параметров пропускной способности сети.

2. Предпосылки реализации проекта.

ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Троицкая - Железнодорожная построена в 1958 году. Протяженность составляет 20,1 км. Тип и марка провода – сталеалюминевый АС-150/24 и грозозащитный трос С-50.

Строительство линии было связано с необходимостью резервирования ПС 330 кВ «Садовая» и ПС 330 кВ Железнодорожная и необходимостью развития сети 110 кВ в Фатежском и Железнодорожном районах.

Из анализа актов аварийных отключений были определены основные причины аварий:

моральный и физический износ оборудования:

коррозийный износ грозозащитного троса, в результате воздействия ветровых и гололедных нагрузок по трассе линии составляет 20-30%;

из-за коррозионного износа наметилось смещение (разворот) фундаментных опор.

При обследовании и анализе технического состояния ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожная», участок Троицкая - Железнодорожная были установлены следующие факты:

железобетонные опоры имеют сколы бетона стоек с оголением продольной и поперечной арматуры, многочисленные трещины стоек, случаи искривления стоек;

элементы металлических опор, провод, грозозащитный трос, изоляция, линейная арматура ВЛ имеют значительный износ и многочисленные дефекты.

3. Анализ технических решений.

В соответствии с протоколом совещания по вопросу реконструкции ВЛ 110 кВ «Садовая – Железнодорожная» № 1,2 (участок Троицкая -

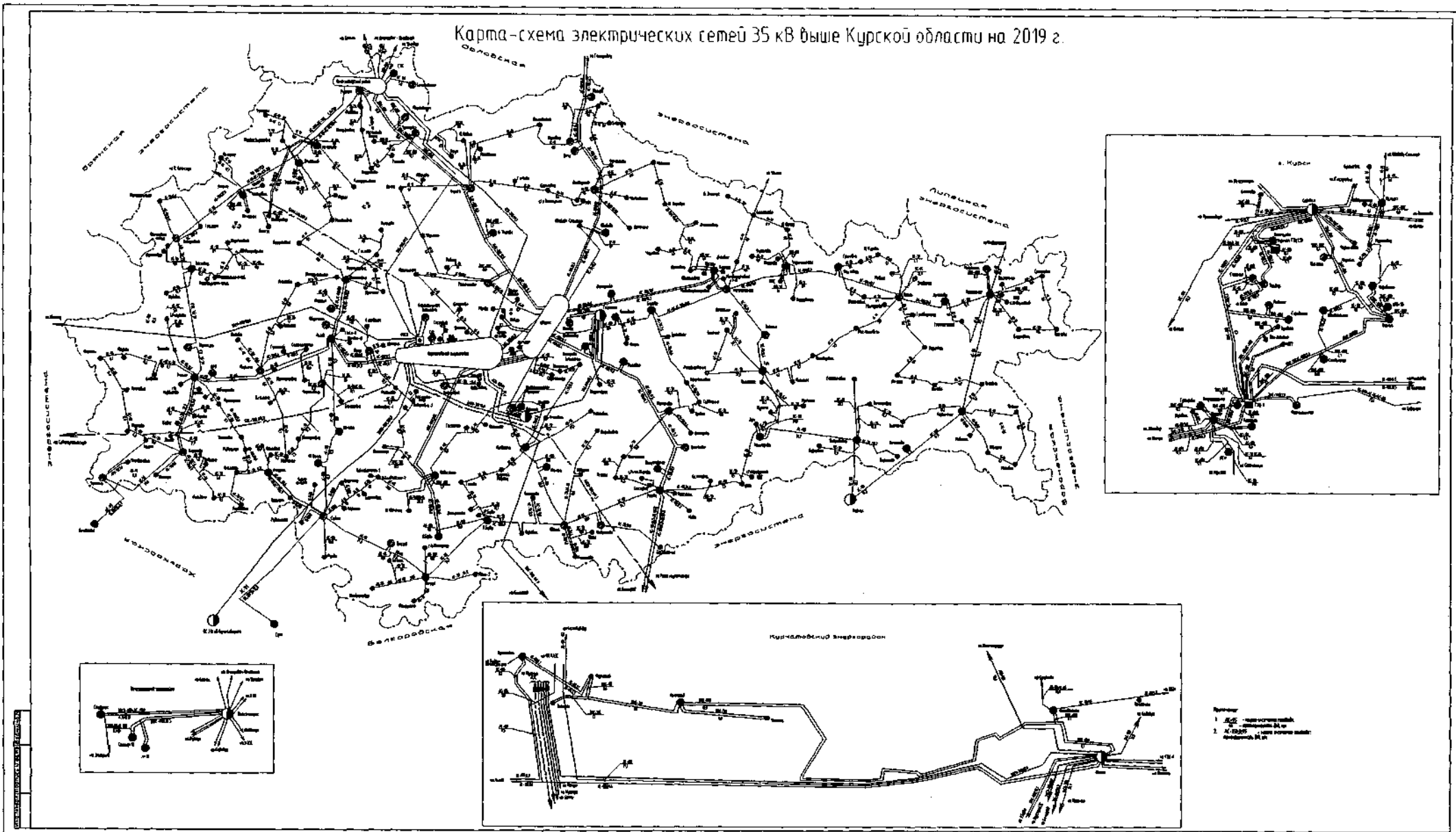
Железнодорожск) (приложение 3 к пояснительной записке) было принято решение о комплексной реконструкции участка ВЛ 110 кВ «Садовая – Железнодорожск» № 1,2 (Троицкая - Железнодорожск) с заменой опор, проводов, грозозащитного троса, линейной изоляции, линейной арматуры и установкой гасителей вибрации.

4. Выводы.

Инвестиционный проект Реконструкция ВЛ 110 кВ «Садовая-Железнодорожск», участок Троицкая – Железнодорожск необходим для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей Северной части Курской области и рекомендуется для включения в инвестиционную программу филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго».

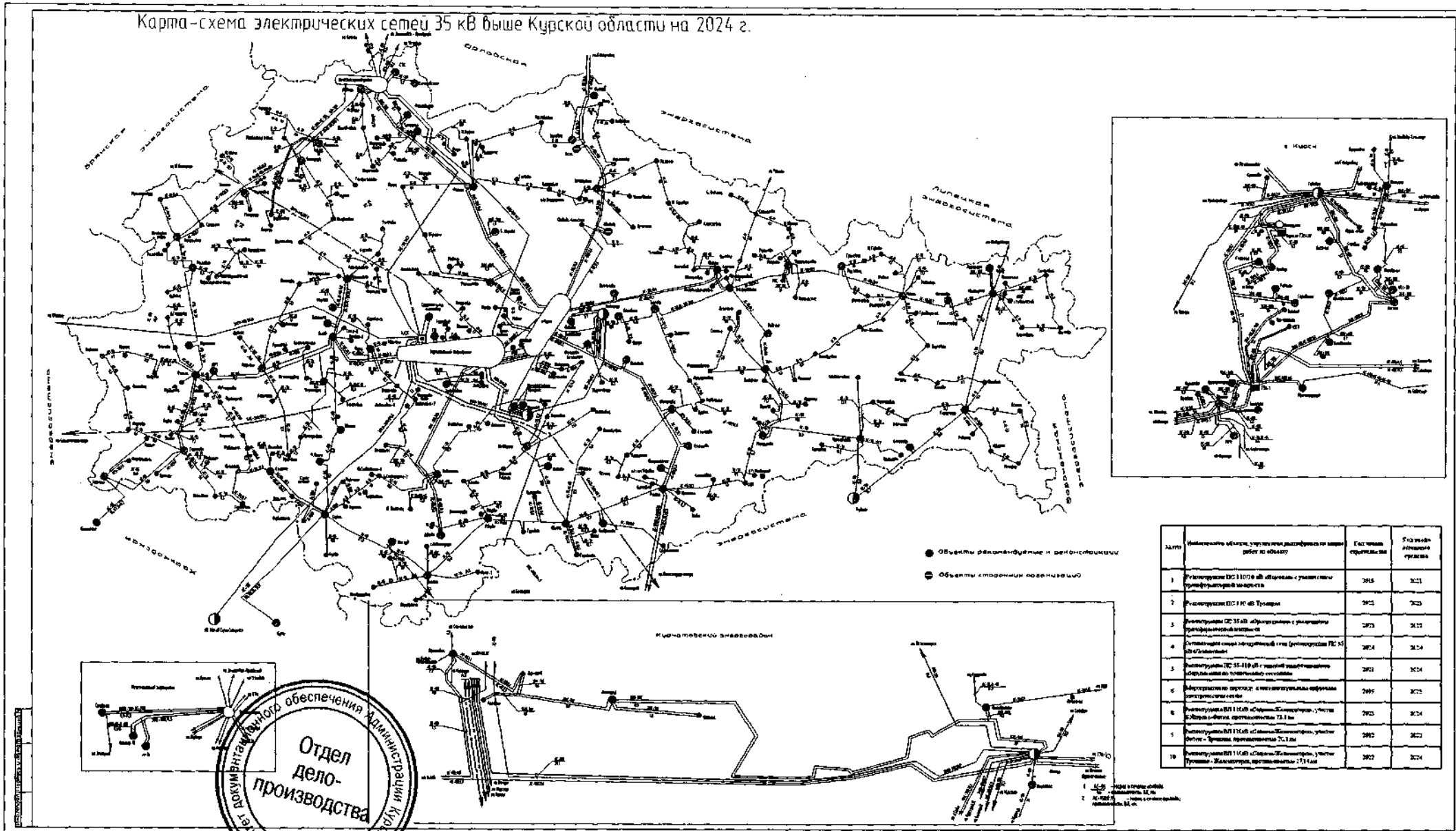
Приложение №4 к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Курской области на 2020–2024 годы

Карта-схема электрических сетей 35 кВ выше Курской области на 2019 г.



Приложение №5 к Схеме и программе
развития электроэнергетики
Курской области на 2020-2024 годы

Карта-схема электрических сетей 35 кВ выше Курской области на 2024 г.



№ п/п	Наименование объектов, мероприятий, мероприятий по развитию сетей	Срок начала строительства, год	Срок окончания строительства, год
1	Реконструкция ЭЭС 110/35 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
2	Реконструкция ЭЭС 110/35 кВ «Трунов»	2018	2021
3	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
4	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
5	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
6	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
7	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
8	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
9	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021
10	Реконструкция ЭЭС 35/10 кВ «Белый» с реконструкцией трансформаторной подстанции	2018	2021