



ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Белгород

« 28 » апреля 2017 г.

№ 33

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2018 - 2022 годы

В целях дальнейшего развития энергетического комплекса Белгородской области и в соответствии со статьей 21 Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить прилагаемую схему и программу развития электроэнергетики Белгородской области на 2018 - 2022 годы (далее – СИПР).

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Белгородской области от 29 апреля 2016 года № 44 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2017 - 2021 годы».

3. Контроль за исполнением постановления возложить на заместителя Губернатора Белгородской области – начальника департамента экономического развития Белгородской области О.В. Абрамова.

4. Настоящее постановление вступает в силу со дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 мая 2017 года.

Губернатор
Белгородской области



Е. Савченко

**Утверждена
постановлением Губернатора области**

от 28 апреля 2017 года

№ 33

**Схема и программа развития электроэнергетики
Белгородской области на 2018 - 2022 годы**

г. Белгород

Оглавление

Введение	7
1. Общая характеристика Белгородской области.....	8
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период.....	14
2.1. Характеристика энергосистемы Белгородской области.....	14
2.1.1. Электросетевые компании.....	15
2.1.2. Диспетчерское управление.....	15
2.1.3. Генерирующие компании.....	16
2.1.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании.....	16
2.1.5. Объекты возобновляемой энергетики.....	17
2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Белгородской области и структура электропотребления по основным группам потребителей.....	17
2.2.1. Баланс электроэнергии.....	17
2.2.2. Структура потребления электроэнергии по основным группам потребителей	18
2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.....	19
2.4. Динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы.....	23
2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Белгородской области.....	23
2.6. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.....	27
2.7. Характеристика балансов электрической энергии и мощности.....	29
2.8. Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Белгородской области.....	30
2.8.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.....	30
2.8.2. Основные сведения по силовым трансформаторам ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.....	32
2.8.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго».....	34
2.8.4. Основные сведения по силовым трансформаторам ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго».....	38
2.8.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций.....	42
2.8.6. Основные внешние электрические связи энергосистемы Белгородской области.....	48
2.8.7. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области.....	49
3. Особенности и проблемы функционирования Белгородской энергосистемы.....	50

3.1. Срок эксплуатации основного оборудования электросетевых компаний Белгородской энергосистемы.....	50
3.2. Загрузка силовых трансформаторов ПС 750 – 110 кВ Белгородской энергосистемы.....	53
3.3. Основные проблемы функционирования Белгородской энергосистемы.....	59
4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области.....	59
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области.....	59
4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2018–2022 годов.....	61
4.2.1. Прогноз спроса на электроэнергию.....	61
4.2.2. Прогноз максимума нагрузки.....	62
4.3. Структура перспективных балансов мощности и электрической энергии Белгородской энергосистемы.....	64
4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области.....	66
4.5. Прогноз технологических присоединений.....	67
4.6. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы.....	73
4.6.1. Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород.....	90
4.6.2. Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин.....	91
4.6.3. Расширение ПС 500 кВ Старый Оскол с установкой АТ-5 500/110 кВ мощностью 250 МВА.....	91
4.6.4. Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол.....	91
4.6.5. Реконструкция ПС 110/10 кВ Шеино.....	91
4.6.6. Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Пушкарная.....	92
4.6.7. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар.....	92
4.6.8. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Шебекино.....	93
4.6.9. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Черемошное.....	94
4.6.10. Реконструкция ПС 35/10 кВ Малиновка.....	94
4.6.11. Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная.....	95
4.6.12. Строительство ПС 110/10 кВ Ватутинская.....	96
4.6.13. Строительство ПС 110/10 кВ Котел-110.....	96
4.6.14. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон.....	97
4.6.15. Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод.....	97
4.6.16. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Александровка.....	98
4.6.17. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка.....	99
4.6.18. Комплексная реконструкция ПС 110/10 кВ Готня.....	99
4.6.19. Комплексная реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики.....	100
4.6.20. Реконструкция ПС 110/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня.....	100
4.6.21. Реконструкция ПС 110/10 кВ Коньшино.....	102
4.6.22. Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная.....	103

4.6.23. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское.....	103
4.6.24. Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные.....	104
4.6.25. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча.....	104
4.6.26. Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Шеино - Короча и ВЛ 110 кВ Короча – Скородное.....	105
4.6.27. Релейная защита ПС 110/35/10 кВ Скородное.....	106
4.6.28. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель.....	106
4.6.29. Комплексная реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная.....	107
4.6.30. Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110/10/6 кВ Южная.....	108
4.6.31. Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол-тяговая.....	108
4.6.32. Реконструкция ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка.....	108
4.6.33. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1.....	109
4.6.34. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка.....	109
4.6.35. Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна.....	110
4.6.36. Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная.....	110
4.6.37. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород-330 – Луч.....	110
4.6.38. Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга.....	111
4.6.39. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино.....	112
4.6.40. Реконструкция ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное.....	113
4.6.41. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Борисовка – Зозули.....	113
4.6.42. Комплексная реконструкция ПС 35/10 кВ Белянка.....	113
4.6.43. Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд.....	114
4.6.44. Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостицево.....	115
4.6.45. Строительство КЛ 35 кВ Муром – Новая Таволжанка.....	115
4.6.46. Реконструкция ПС 35/10 кВ Муром.....	116
4.6.47. Реконструкция ПС 35/10 кВ Новая Таволжанка.....	116
4.6.48. Реконструкция отпаяк 35 кВ Завидовка - Малиновка - от опоры № 68-а ВЛ 35 кВ Завидовка - Венгеровка, Ракитное – Малиновка от опоры № 125-а (с подвеской ВОЛС) ВЛ 35 кВ Ракитное - Дмитриевка до ПС 110/35/10 кВ Малиновка.....	117
4.6.49. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казацкая - Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Старый Оскол-2.....	117
4.6.50. Реконструкция ПС 35/10 кВ Роговатое.....	117
4.6.51. Реконструкция ПС 35/10 кВ Новолександровка.....	118
4.6.52. Реконструкция ПС 35/10 кВ Шаховка.....	118
4.6.53. Реконструкция ВЛ 35 кВ Камызино – Сетище.....	119
4.6.54. Реконструкция участков ВЛ 35 кВ Короча - Ивица цепь № 1, ВЛ 35 кВ Короча - Ивица цепь № 2, ВЛ 35 кВ Короча - Борисы, ВЛ 35 кВ Короча - Поповка, ВЛ 35 кВ Короча - Анновка, ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново.....	119
4.6.55. Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское.....	120
4.6.56. Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи.....	120
4.6.57. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка.....	121

4.6.58. Реконструкция ВЛ 35 кВ Теробрено – Дорогошь.....	121
4.6.59. Реконструкция ВЛ 35 кВ Беловское – Стариково.....	122
4.6.60. Реконструкция ВЛ 35 кВ Маслова Пристань – Водохранилище.....	122
4.6.61. Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ.....	122
5. Прогнозируемый рост нагрузок на центрах питания 110 кВ и выше.....	123
6. Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.....	128

Введение

Основаниями для утверждения схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2018 – 2022 годы являются:

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

2) протокол совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения А.Н. Шишкина от 09 ноября 2010 года № АШ-369пр;

3) техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2018 – 2022 годов;

4) приказ Минэнерго России от 01 марта 2016 года № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы»;

5) постановление Губернатора Белгородской области от 29 апреля 2016 года № 44 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2017 – 2021 годы»;

6) комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период 2017 – 2021 годов, разработанная филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» и согласованная Филиалом АО «СО ЕЭС» Белгородское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.

Основной целью схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области (далее – СиПР) является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Задачи СиПР:

– анализ решений по развитию электросетевого комплекса всех электросетевых организаций, функционирующих в Белгородской области, предложенных в рамках схемы и программы развития Единой энергетической системы России (далее – СиПР ЕЭС России) и СиПР;

– разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов Белгородской энергосистемы по годам на пятилетний период 2018 – 2022 годов;

– анализ балансов мощности и электроэнергии в Белгородской области, предложенных в рамках СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы и СиПР на 2017 – 2021 годы, для обеспечения баланса между производством и

потреблением в Белгородской энергосистеме, в том числе для предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

– разработка предложений по развитию распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше всех электросетевых организаций, функционирующих в Белгородской области, в пятилетний период 2018 – 2022 годов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

– информационное обеспечение деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

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

1. Общая характеристика Белгородской области

Белгородская область образована в 1954 году, расположена на юго-западе Российской Федерации, на южных и юго-восточных склонах Среднерусской возвышенности в бассейнах рек Днепра и Дона, входит в состав Центрально-Черноземного экономического района и Центрального федерального округа Российской Федерации и является приграничной. На юго-западе регион граничит с Украиной, на севере и северо-западе – с Курской, на востоке – с Воронежской областями Российской Федерации. Общая протяжённость границ Белгородской области – около 1150 километров, из них с Украиной – 540 километров.

Площадь области в административных границах составляет 27,1 тыс. кв. км, протяжённость с севера на юг – около 190 км и с запада на восток – около 270 км. По сравнению с соседними областями Центрально-Черноземного района Белгородская область больше территории Липецкой области (24,0 тыс. кв. км), но уступает Курской (30,0 тыс. кв. км), Тамбовской (34,5 тыс. кв. км) и Воронежской (52,2 тыс. кв. км) областям. Удельный вес региона по отношению к территории России составляет 0,2 процента, Центрального федерального округа – 4,2 процента.

Область расположена на юго-западных и южных склонах Среднерусской возвышенности в бассейнах рек Днепра и Дона, в лесостепной зоне на приподнятой всхолмлённой равнине со средней высотой над уровнем моря 200 м. Самая высокая точка – 277 м над уровнем моря, находится в Прохоровском районе. Самая низкая – в днище долин рек Оскола и Северского Донца.

Климат умеренно-континентальный с довольно мягкой зимой со

снегопадами и оттепелями и продолжительным летом. Средняя годовая температура воздуха изменяется от +5,4 °С на севере до +6,8 °С на юго-востоке. Самый холодный месяц – январь. Безморозный период составляет 155 – 160 дней, продолжительность солнечного времени – 1800 часов. Почва промерзает и нагревается до глубины 0,5 – 1,0 м. Осадки неравномерны. Наибольшее их количество выпадает в западных и северных районах области и составляет в среднем 540 – 550 мм. В восточных и юго-восточных районах области в отдельные годы количество осадков уменьшается до 400 мм.

Область характеризуется выгодным географическим положением и привлекательна своими недрами, черноземами, экономическим потенциалом и высококвалифицированным кадровым потенциалом. Все это способствует эффективному развитию как межрегиональных, так и внешнеэкономических деловых, торговых и культурных связей. По ее территории проходят стратегически важные железнодорожные и автомобильные магистрали межгосударственного значения, соединяющие Москву с южными районами России, Украиной и Закавказьем. Удельный вес дорог с твердым покрытием составляет 91,1 процента, развита система финансово-кредитных, страховых и других организаций, составляющих рыночную инфраструктуру. Область полностью газифицирована.

Областной центр – город Белгород расположен в 695 км к югу от Москвы. Белгород – это крупный промышленный центр с развитым научно-культурным потенциалом.

В состав области входят 3 городских округа, 19 муниципальных районов, 25 городских и 265 сельских поселений. На территории области 11 городов, 18 поселков городского типа и 1575 сельских населенных пунктов¹.

Наиболее крупные города:

- Белгород – 391,1 тыс. человек;
- Старый Оскол – 222,3 тыс. человек;
- Губкин – 87,0 тыс. человек;
- Шебекино – 48,5 тыс. человек;
- Валуйки – 41,7 тыс. человек;
- Алексеевка – 38,4 тыс. человек.

На рисунке 1.1 приведена административная карта муниципальных районов и городских округов Белгородской области с указанием численности и плотности населения².

¹ Белгородская область в цифрах. 2016: Крат. стат. сб./Белгородстат. – 2016. – 289 с.

² По данным Белгородстата (http://belg.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/belg/ru/)

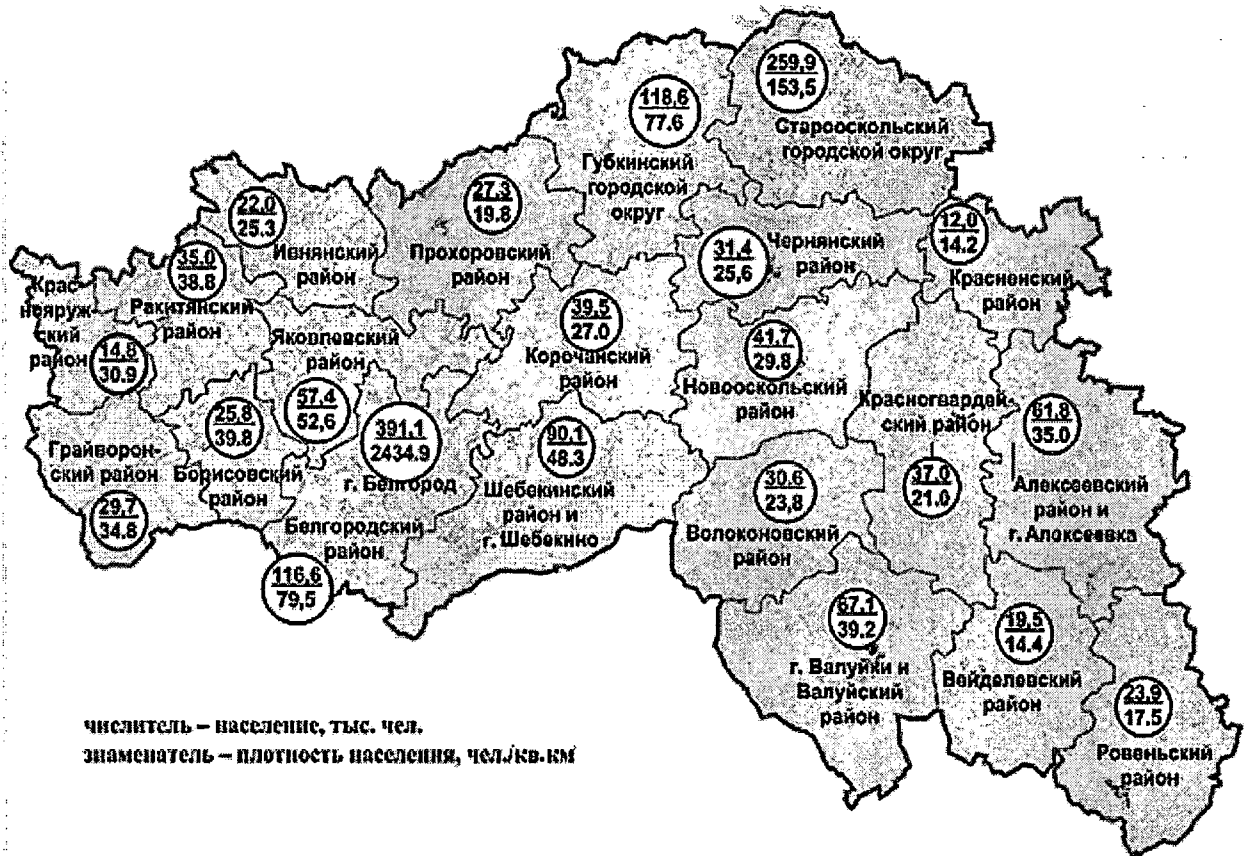


Рисунок 1.1. Численность и плотность населения муниципальных районов и городских округов Белгородской области

Численность населения на 1 января 2017 года – 1552,8 тыс. человек, в том числе городского – 1045,1 тыс. человек (67,3 процента), сельского – 507,7 тыс. человек (32,7 процента), плотность населения – 57,3 человек на 1 кв. км.

Среди областей, краев и республик России Белгородская область занимает по территории 67 место, по численности населения – 28 место, в Центральном федеральном округе – соответственно 13 и 4 места.

На рисунке 1.2 представлена динамика изменения численности и состава населения Белгородской области за 5 лет.

Численность и состав населения, тыс. чел.

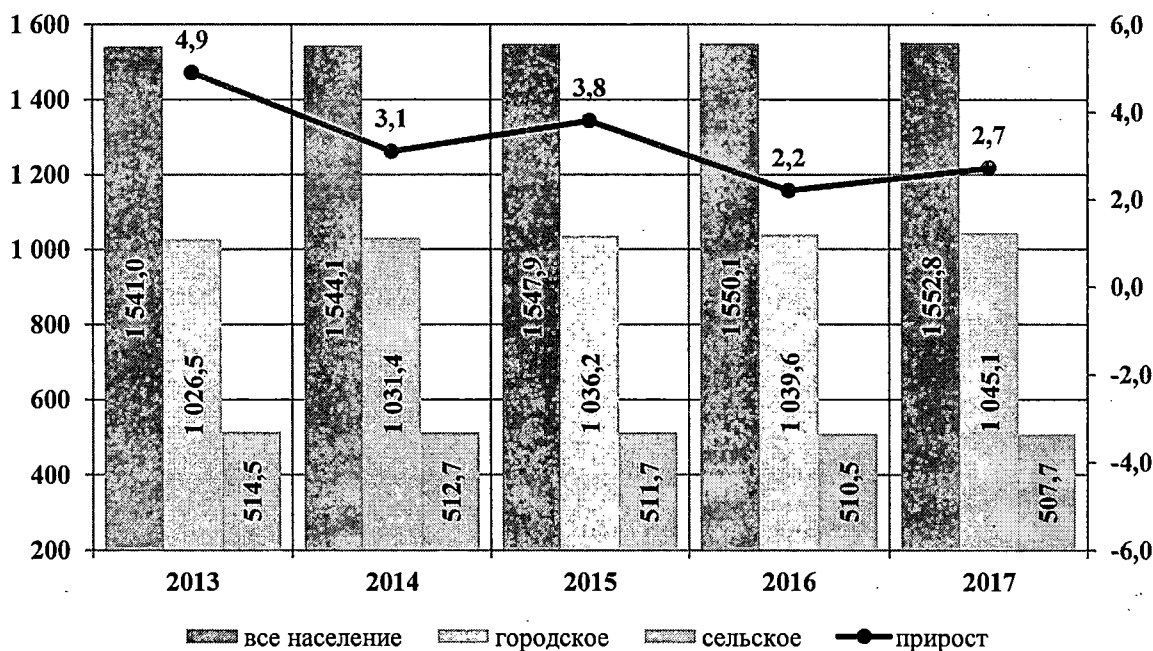


Рисунок 1.2. Динамика изменения численности и состава населения

Белгородская область – высокоразвитый индустриально-аграрный регион, экономика которого опирается на колоссальные богатства недр и уникальные черноземы.

Валовой региональный продукт (ВРП) Белгородской области в 2016 году составил 675,1 млрд рублей (в текущих основных ценах)³, в среднем на душу населения – 434,7 тыс. рублей. Динамика изменения ВРП Белгородской области за 5 лет представлена на рисунке 1.3.

Динамика изменения валового регионального продукта Белгородской области

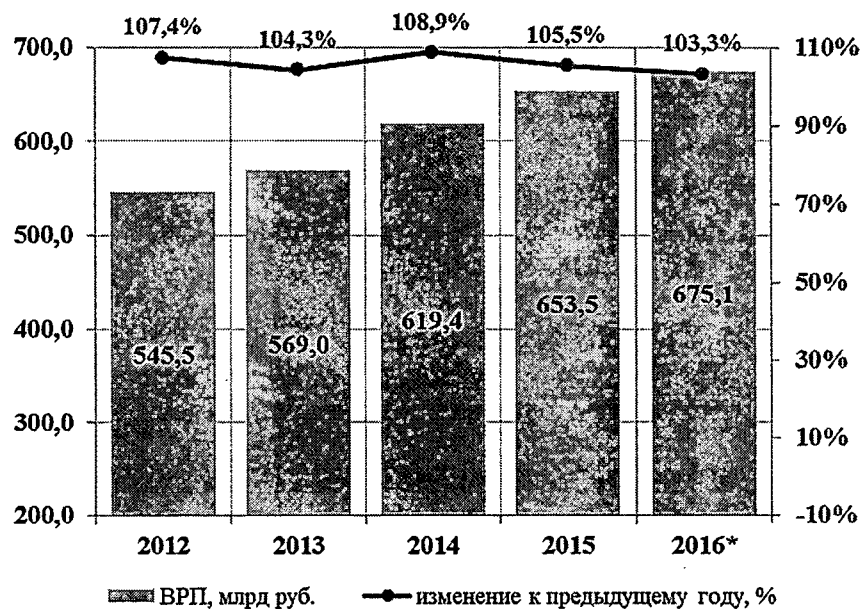


Рисунок 1.3. Динамика изменения валового регионального продукта

³ Предварительные данные

В области сосредоточено 80 процентов запасов железных руд Курской магнитной аномалии и более 40 процентов разведанных запасов железных руд страны. Выявлены и в разной степени разведаны крупные месторождения бокситов, апатитов, минеральных подземных вод (радоновых и лечебно-столовых), многочисленные месторождения строительных материалов (мела, песка, глин и т.д.). Известны проявления золота, графита и редких металлов. Имеются географические предпосылки для выявления платины, углеводородного сырья и других полезных ископаемых.

Белгородская область входит в число наиболее инвестиционно привлекательных регионов страны, располагает развитой рыночной инфраструктурой.

Через Белгородскую область проходят важнейшие железнодорожные и автомобильные магистрали межгосударственного значения, соединяющие Москву с южными районами России, Украиной и Закавказьем. По ним осуществляются как местные, так и дальние транспортные перевозки. Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет 700 км (крупные железнодорожные станции: Белгород, Старый Оскол, Валуйки, Готня), протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием – 6,8 тыс. км или 93 процента от общей протяженности. Плотность железнодорожных путей общего пользования на 10 тыс. кв. км территории составляет 258 км, плотность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием на 1 тыс. кв. км – 251 км. Через территорию области проходят железнодорожные магистрали Москва – Крым, Москва – Донбасс, Сумы – Белгород – Купянск, Купянск – Валуйки – Лиски и другие, а также шоссейные дороги, в том числе федерального значения М 2 «Москва – Крым», являющаяся составной частью Европейского маршрута E 105.

Приграничное положение области способствует интенсивному развитию внешнеэкономической деятельности. Продукция белгородских организаций поставляется в 74 страны мира, в том числе 64 (86 процентов) – это страны вне СНГ и 10 (14 процентов) – государства-участники СНГ. В эти страны экспортируется железная руда, прокат черных металлов, цемент, стиральные машины, электродвигатели и другая продукция.

В области действуют аэропорт в городе Белгороде, имеющий статус международного, а также аэропорт в городе Старом Осколе.

Область является энергодефицитной: 93 процента используемой электроэнергии, 100 процентов природного газа и нефтепродуктов поступает из-за ее пределов.

Промышленное производство является основой экономического потенциала Белгородской области.

Основные отрасли промышленности:

- горнодобывающая промышленность;
- черная металлургия;
- машиностроение и металлообработка;

- производство стройматериалов;
- пищевая промышленность (сахарная и мясомолочная);
- химическая промышленность (производство витаминов, моющих средств).

Социально-экономическое развитие региона во многом определяется сложившимся и функционирующим горно-металлургическим кластером. На его долю приходится почти 34 процента общероссийской добычи железной руды, 33 процента производства железорудных окатышей, 100 процентов горячебрикетированного железа, 6 процентов выпуска готового металлопроката.

Ядро горно-металлургического кластера составляют такие бюджетообразующие крупнейшие предприятия области, как АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК», ОАО «Комбинат КМАруда», АО «Оскольский электрометаллургический комбинат», а также Яковлевский рудник ООО «Металл-групп».

Большую роль в горнодобывающей отрасли имеет и добыча и переработка мела, а также производство цемента, асбоцементных изделий.

Белгородская область входит в десятку регионов России с высоким объемом жилищного строительства. На территории региона производятся практически все строительные материалы. На долю региона приходится 9 процентов цемента в общероссийском объеме.

Ведущими предприятиями обрабатывающих производств являются: ЗАО «Старооскольский завод автотракторного электрооборудования имени А.М. Мамонова», ОАО «Оскольский завод металлургического машиностроения», ЗАО «Энергомаш (Белгород) - БЗЭМ», ЗАО «Борисовский завод мостовых металлоконструкций», ЗАО Гормаш (Белгородский завод горного машиностроения), ОАО «Белгородский абразивный завод», ОАО «Шебекинский машиностроительный завод» и другие. Данными предприятиями реализуются инвестиционные программы и проекты, предусматривающие внедрение новой техники и прогрессивных технологий, обновление ассортимента, повышение качества выпускаемой продукции, увеличение ее конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках.

Весомый вклад в развитие промышленности вносят также такие ведущие предприятия, как ЗАО «Белгородский цемент», ООО «Управляющая компания ЖБК-1», ООО «Индустрия строительства», ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий», ЗАО «Алексеевский молочноконсервный комбинат», ОАО «Белгородский молочный комбинат», ЗАО Молочный комбинат «Авида», ЗАО «Томмолоко», ОАО «Губкинский мясокомбинат», ЗАО «Томаровский мясокомбинат», ОАО «Валуйкисахар», ЗАО «Кондитерская фабрика «Славянка», ОАО «Эфирное» и другие.

Одно из основных богатств Белгородчины – это уникальные черноземы, что определило успешное развитие агропромышленного сектора.

Белгородская область – один из ведущих сельскохозяйственных центров страны, развивающийся по кластерному типу. Наибольшее развитие получило зерноводство, выращивание пшеницы, кукурузы, подсолнечника, сахарной

свеклы. В последние годы бурными темпами развивается животноводство и птицеводство.

По производству мяса птицы область занимает первое место в России, что составляет 19 процентов от общероссийского объёма. В результате развития отрасли свиноводства область вышла на первое место в России. Доля производства товарной свинины от общероссийского объёма составляет более 23 процентов, производства сахара – 12 процентов, комбикормов – 18 процентов, растительного масла – 10 процентов от общероссийского объёма.

Ведущими агропромышленными предприятиями являются:

- по производству мяса птицы: ЗАО «Приосколье», ЗАО «Белая птица», ООО «Белгранкорм»;
- по производству свинины: ГК «Мираторг», ООО ГК «Агро-Белогорье», ОАО «Белгородский бекон», ЗАО «Алексеевский бекон», ООО «Белгранкорм», УХК «ПромАгро», колхоз имени В.Я. Горина;
- по производству молока: ОАО МК «Авида», ЗАО «Оскольское молоко», ОАО «Молоко Белогорья», ГК «Зеленая Долина»;
- в отрасли растениеводства: ЗАО «Краснояружская зерновая компания», ЗАО «Новооскольская зерновая компания» (ЗАО «Приосколье»), ООО «Агрохолдинг «Ивнянский» (ГК «Мираторг»), ООО «Борисовская зерновая компания», ООО «Красногвардейская зерновая компания», ООО «Прохоровская зерновая компания» (ООО ГК «Агро-Белогорье»), ООО «Белгородская зерновая компания» (ЗАО «Белая птица»);
- в отрасли овощеводства защищенного грунта: ООО «СПК «Теплицы «Белогорья», ООО «Тепличный комплекс «Белогорье».

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы Белгородской области

Территорию Белгородской области обслуживает Белгородская энергетическая система, которая входит в состав Объединенной энергетической системы Центра (ОЭС Центра).

Зона охвата централизованным электроснабжением от суммарной площади региона составляет 100 процентов.

В состав Белгородской энергетической системы входят⁴:

- объекты генерации установленной электрической мощностью 251 МВт. Наиболее крупными из них являются: Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ Луч, Губкинская ТЭЦ – филиала ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация», Мичуринская ГТ-ТЭЦ – АО «ГТ Энерго»;

- 391 линия электропередачи класса напряжения 750 – 35 кВ общей протяжённостью 6529,7 км;

⁴ Без учета объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии

– 277 трансформаторных подстанций напряжением 750 – 35 кВ суммарной установленной мощностью трансформаторов 15829,6 МВА.

2.1.1. Электросетевые компании

Основными электросетевыми компаниями Белгородской области являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Черноземное предприятие магистральных электрических сетей и филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго».

Основную часть электроэнергии Белгородская область получает из соседних областей по магистральным электрическим сетям:

– по ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Metallургическая и ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская (из Курской области);

– по ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1, ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин (из Воронежской области);

– по трем ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево, Змиевская ТЭС – Валуйки, Лосево – Шебекино (из Северной энергосистемы Украины (Харьковская область)).

Внутри области распределение электроэнергии осуществляется через распределительные электрические сети 110 и 35 кВ от подстанций 750 кВ, 500 кВ и 330 кВ:

1. ПС 750 кВ Metallургическая.
2. ПС 500 кВ Старый Оскол.
3. ПС 330 кВ Белгород.
4. ПС 330 кВ Фрунзенская.
5. ПС 330 кВ Шебекино.
6. ПС 330 кВ Губкин.
7. ПС 330 кВ Лебеди.
8. ПС 330 кВ Валуйки.
9. ПС 330 кВ ГПП ОЭМК.

При этом, ПС 330 кВ Лебеди и ПС 330 кВ ГПП ОЭМК питают только свою собственную нагрузку (нагрузку своих предприятий).

2.1.2. Диспетчерское управление⁵

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Белгородской области» (Белгородское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Белгородской области. Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

В диспетчерском управлении и ведении Белгородского РДУ находятся

⁵ По данным электронного ресурса «Системный оператор единой энергетической системы» (<http://www.socdu.ru>)

объекты генерации установленной электрической мощностью 251 МВт.

К объектам диспетчеризации в электроэнергетическом комплексе Белгородской области относятся 133 линии электропередачи класса напряжения 110 – 750 кВ и 72 объекта электроэнергетики напряжением 110 – 750 кВ.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Белгородского РДУ за 2016 год составила 597,6 млн кВт·ч, потребление – 15 215,8 млн кВт·ч.

Исторический максимум потребления 2219 МВт достигнут в 18 час. 00 мин. 16 декабря 2016 года.

2.1.3. Генерирующие компании

Основными генерирующими компаниями Белгородской области являются:

- Филиал ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация»;
- АО «ГТ Энерго».

На территории Белгородской области расположены четыре электростанции генерирующих компаний и блок-станции пяти сахарных заводов суммарной установленной электрической мощностью 251 МВт.

Наиболее крупными из них являются: Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ Луч – филиала ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация», Мичуринская ГТ-ТЭЦ – АО «ГТ Энерго».

2.1.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании⁶

На территории Белгородской области в декабре 2016 года функционировали два гарантирующих поставщика электроэнергии и мощности: ОАО «Белгородэнергосбыт» и АО «Оборонэнергосбыт».

В декабре 2016 года на территории региона четырнадцать сбытовых компаний осуществляли работу на оптовом рынке электроэнергии и мощности:

- ОАО «Белгородэнергосбыт»;
- АО «КМА-Энергосбыт»;
- АО «Монокристалл»;
- АО «Первая сбытовая компания»;
- ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО»;
- ООО «ГЭСК»;
- ООО «ГРИНН энергосбыт»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «ВН-Энерготрейд»;

⁶ По данным электронного ресурса АИС «Рынки электроэнергии и мощности» (<http://www.ais.np-sr.ru>)

- ООО «РГК»;
- ООО «СбытЭнерго»;
- ЗАО «СК Короча».

2.1.5. Объекты возобновляемой энергетики

В Белгородской области реализованы следующие проекты на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ):

Компания ООО «АльтЭнерго»:

- биогазовая станция (БГС) промышленных масштабов «Лучки» (три блочных ТЭЦ) установленной мощностью 3,6 МВт;
- солнечная электростанция (1320 модулей двух видов: аморфные и поликристаллические, с суммарной активной поверхностью 1230,2 кв. м) установленной мощностью 0,1 МВт;
- ветряная электростанция (пять ветрогенераторов) установленной мощностью 0,1 МВт.

Компания ООО «Региональная энергетическая компания»:

- БГС «Байшуры» установленной мощностью 0,5 МВт.

Электростанции на основе ВИЭ являются объектами распределенной генерации – выдают выработанную электроэнергию в электрическую сеть филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» на напряжении 10 кВ.

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Белгородской области и структура электропотребления по основным группам потребителей

2.2.1. Баланс электроэнергии

Отчетная информация по динамике баланса электроэнергии за 5-летний период на территории Белгородской области приведена в таблице 2.1 и на рисунке 2.1.

Таблица 2.1

Отчетная динамика баланса электроэнергии Белгородской энергосистемы (млн кВт·ч)⁷

Показатели	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление электроэнергии	14 906,10	14 807,45	14 906,11	14 889,60	15 215,80
Выработка электроэнергии всеми электростанциями, в т.ч.:	827,23	873,21	799,60	740,89	596,60

⁷ Без учета выработки электроэнергии электростанциями, работающими изолированно от энергосистемы и электростанциями на основе ВИЭ.

Показатели	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в т.ч.:	668,21	733,69	657,93	603,86	444,24
Белгородская ГТУ ТЭЦ	301,29	334,87	324,50	216,72	106,72
ГТУ ТЭЦ Луч	280,39	323,29	251,77	306,10	251,67
Губкинская ТЭЦ	86,52	75,53	81,65	81,05	85,86
АО «ГТ Энерго», в т.ч.:	48,58	52,94	50,25	50,76	63,95
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	48,58	52,94	50,25	50,76	63,95
Электростанции сахарных заводов	110,44	86,58	91,42	86,27	88,41
Сальдо перетоков	14 078,87	13 934,24	14 106,51	14 148,71	14 619,20
Доля выработки электроэнергии собственных электростанций, %	5,55%	5,90%	5,36%	4,98%	3,92%

**Отчетная динамика баланса электроэнергии
Белгородской энергосистемы, млн кВт·ч**

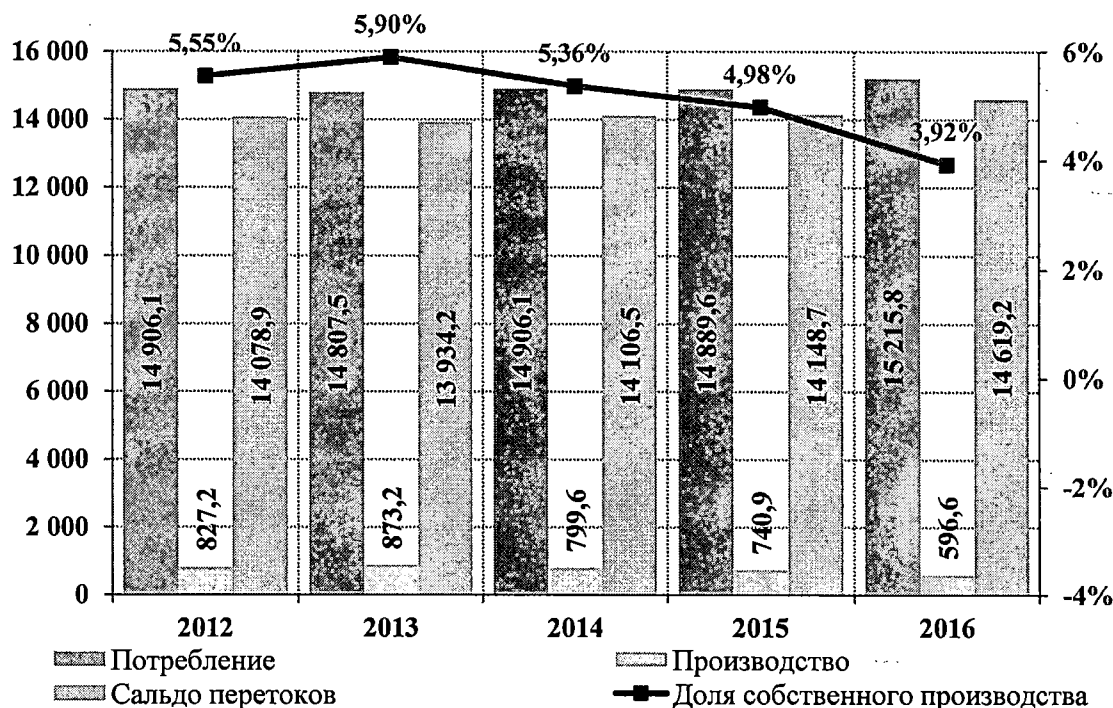


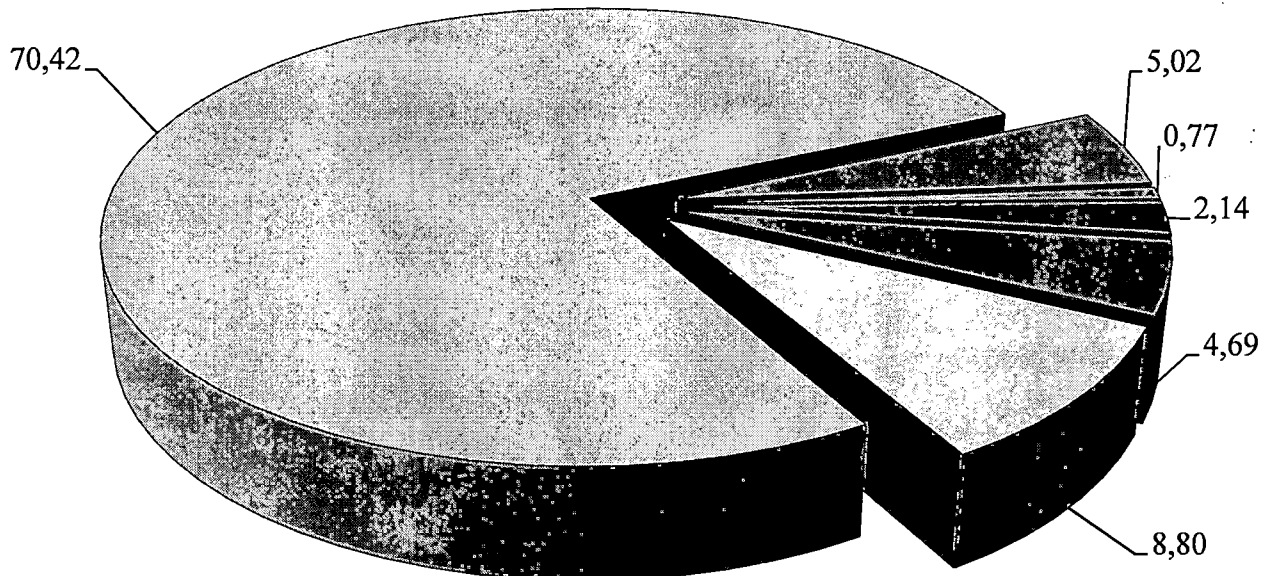
Рисунок 2.1. Отчетная динамика баланса электроэнергии

Потребление электрической энергии в Белгородской области в 2016 году по сравнению с 2015 годом увеличилось на 326,2 млн кВт·ч или на 2,19 процента.

2.2.2. Структура потребления электроэнергии по основным группам потребителей

Структура потребления электроэнергии по основным группам потребителей Белгородской области приведена на рисунке 2.2.

Структура потребления электроэнергии по основным группам потребителей, %



- ▣ Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства
- ▣ Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство (производственные нужды)
- ▣ Строительство
- ▣ Транспорт и связь
- ▣ Другие виды экономической деятельности
- ▣ Население

Рисунок 2.2. Структура потребления электроэнергии

Положительная динамика потребления электрической энергии наблюдается в следующих отраслях народного хозяйства: добыча полезных ископаемых и обрабатывающие производства, агропромышленный комплекс и пищевая промышленность, а также население.

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Белгородская область является высокоразвитым индустриально-аграрным регионом, в котором расположено множество крупных потребителей электроэнергии. В таблице 2.2 представлены данные по наиболее крупным потребителям.

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки (заявл.), МВт	Максимум нагрузки (факт.), МВт
Более 100 МВт						
1	АО «Оскольский электрометаллургический комбинат»	г. Старый Оскол	Производство стали и стального сортового проката	3 605,2	503,2	576,3
2	ОАО «Стойленский ГОК»	г. Старый Оскол	Добыча и обогащение железных руд	1 267,7	191,4	180,7
3	ОАО «РЖД»	Белгородская область	Транспорт	220,6	120,3	51,6
4	АО «Лебединский ГОК»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	3 191,578	117,2	421,94
Более 10 МВт						
5	ЗАО «Осколцемент»	г. Старый Оскол	Производство цемента	172,3	45,5	30,4
6	ООО «Белгранкорм»	Ракитянский район	Разведение сельскохозяйственной птицы	134,0	38,3	18,5
7	ЗАО «Белгородский цемент»	г. Белгород	Производство цемента	58,5	36,0	10,5
8	ООО «Металл-групп»	п. Яковлево	Добыча и обогащение железных руд	36,7	35,5	9,4
9	ОАО «Комбинат КМАруда»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	160,3	33,4	24,3
10	ЗАО «Завод премиксов № 1»	Шебекинский район	Производство премиксов	67,6	31,0	12,6
11	ООО «Белэнергомаш – БЗЭМ»	г. Белгород	Производство стальных металлоконструкций, паровых котлов, металлообработка	76,7	21,0	19,8
12	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	с. Погореловка Корочанского района	Производство продуктов из мяса	73,9	20,4	11,2
13	ООО «Белгородский завод сапфиров «Монокристалл»	г. Шебекино	Производство искусственного корунда	108,5	20,0	13,7
14	ЗАО «Приосколье»	Белгородская область	Разведение сельскохозяйственной птицы	65,0	18,6	14,3

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки (заявл.), МВт	Максимум нагрузки (факт.), МВт
15	ПАО «Оскольский завод металлургического машиностроения»	г. Старый Оскол	Обработка металлических изделий с использованием основных технологических процессов машиностроения	84,6	18,0	12,9
16	ОАО «ЭФКО»	г. Алексеевка	Производство растительных и животных масел и жиров	130,9	16,5	18,0
17	ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий»	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	50,1	11,5	11,5
18	ЗАО «Старооскольский завод автотракторного электрооборудования»	г. Старый Оскол	Производство электрооборудования для двигателей и транспортных средств	24,5	11,0	6,4
Более 1 МВт						
19	ООО «МПЗ Агро-Белогорье»	Яковлевский район	Производство продуктов из мяса и мяса птицы	47,5	9,5	8,2
20	ООО «Южный полос» (Сиги молл «Белгородский»)	Белгородский район	Сдача внаем собственного нежилого недвижимого имущества	16,6	8,0	3,3
21	ООО «Белая птица-Белгород»	с. Поляна Шебекинского района	Разведение сельскохозяйственной птицы	35,5	7,6	5,8
22	ОАО «Завод ЖБК-1»	г. Белгород	Производство изделий из бетона для использования в строительстве	10,3	6,5	3,6
23	АО «Корпорация «ГРИНН»	г. Белгород	Розничная торговля в неспециализированных магазинах	29,5	5,6	5,2
24	ОАО «Валуйкисахар» - Филиал Сахарный завод «Ника»	п. Пятницкое	Производство сахара	4,7	4,0	1,3
25	ООО «Техсапфир»	г. Белгород	Производство электрических печей	7,6	4,0	1,6
26	ЗАО «Цитробел»	г. Белгород	Производство готовых к употреблению пищевых продуктов и заготовок для их приготовления	19,7	3,6	2,7

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки (заявл.), МВт	Максимум нагрузки (факт.), МВт
27	ОАО «Алексеевский молочноконсервный комбинат»	г. Алексеевка	Производство молочных продуктов	15,7	3,5	2,2
28	ЗАО «Комбинат хлебопродуктов Старооскольский»	г. Старый Оскол	Производство муки из зерновых и растительных культур и готовых мучных смесей и теста для выпечки	21,3	3,3	3,0
29	ЗАО «Кондитерская фабрика «Славянка»	г. Старый Оскол	Производство кондитерских изделий	11,2	3,3	2,2
30	ООО «Пластикс-групп»	г. Белгород	Производство сотового поликарбоната	6,3	3,2	1,2
31	ООО «РИО»	г. Белгород	Предоставление посреднических услуг, связанных с недвижимым имуществом	9,2	3,2	2,0
32	ОАО «Валуйский комбинат растительных масел»	г. Валуйки	Производство рафинированных растительных масел и жиров	13,9	3,0	2,4
33	АО «Гормаш»	г. Белгород	Производство машин и оборудования для добычи полезных ископаемых и строительства	9,2	2,9	1,8
34	ОАО «Шебекино-мел»	г. Шебекино	Добыча известняка, гипсового камня и мела	7,1	1,7	1,3
35	ООО «Краснояржский сахарник»	п. Красная Яруга	Производство сахара	1,7	1,7	0,7
36	ОАО «Колос»	г. Белгород	Производство хлеба и мучных кондитерских изделий недлительного хранения	9,9	1,7	1,5
37	АО «Сахарный комбинат Большевик»	с. Головчино	Производство сахара	0,7	1,5	0,4
38	ОАО «Мелстром»	Белгородский район	Добыча известняка, гипсового камня и мела	6,8	1,3	1,0

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы

Отчетные данные по изменению максимума нагрузки энергосистемы Белгородской области приведены на рисунке 2.3 и в таблице 2.3.



Рисунок 2.3. Динамика изменения максимума нагрузки

Таблица 2.3

Отчетная динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Максимум нагрузки, МВт	2 182	2 116	2 179	2 134	2 219
Абсолютный прирост, МВт	82	-65	62	-45	85
Относительный прирост, %	3,90	-3,00	2,94	-2,05	3,98
Число часов использования максимума нагрузки	6 832	6 996	6 842	6 977	6 857

2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Белгородской области

В таблице 2.4 приведены данные по установленной мощности электростанций Белгородской энергосистемы⁸.

⁸ Без учета электростанций, работающих изолированно от энергосистемы и электростанций, работающих на основе ВИЭ

Краткая характеристика электростанций, действующих на территории
Белгородской области

Генерирующая компания (организация)	Электростанция	Установленная мощность генераторов, МВт	Суммарная установленная мощность, МВт
	ВСЕГО:	251,0	251,0
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»	всего, в т.ч.:		149,0
	Белгородская ТЭЦ	2×30	60,0
	ГТУ ТЭЦ Луч	2×30	60,0
	Губкинская ТЭЦ	9+2×10	29,0
АО «ГТ Энерго»	всего, в т.ч.:		36,0
	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	4×9	36,0
Электростанции сахарных заводов	всего, в т.ч.:		66,0
ОАО «Валуйкисахар»	ТЭЦ ОАО «Валуйкисахар»	6+12	18,0
ОАО «Валуйкисахар» - Филиал Сахарный завод «Ника»	ТЭЦ ОАО «Валуйкисахар» - Филиал Сахарный завод «Ника»	2×6	12,0
ОАО «Дмитротарановский сахарник»	ТЭЦ ОАО «Дмитротарановский сахарник»	2×6	12,0
ООО «Краснояржский сахарник»	ТЭЦ ООО «Краснояржский сахарник»	2×6	12,0
АО «Сахарный комбинат Большевик»	ТЭЦ АО «Сахарный комбинат Большевик»	2×6	12,0

В таблице 2.5 приведены данные по установленной мощности электростанций, работающих на основе ВИЭ.

Краткая характеристика электростанций, работающих на основе ВИЭ

Компания (организация)	Электростанция	Установленная мощность генераторов, МВт	Суммарная установленная мощность, МВт
	ВСЕГО:	4,3	4,3
ООО «АльтЭнерго»	всего, в т.ч.:		3,8
	БГС «Лучки»	3x1,2	3,6
	Солнечные батареи	1320 модулей с активной поверхностью 1230,2 кв. м	0,1
	Ветрогенераторы	5x0,02	0,1
ООО «Региональная генерирующая компания»	всего, в т.ч.:		0,5
	БГС «Байцурь»	1x0,5	0,5

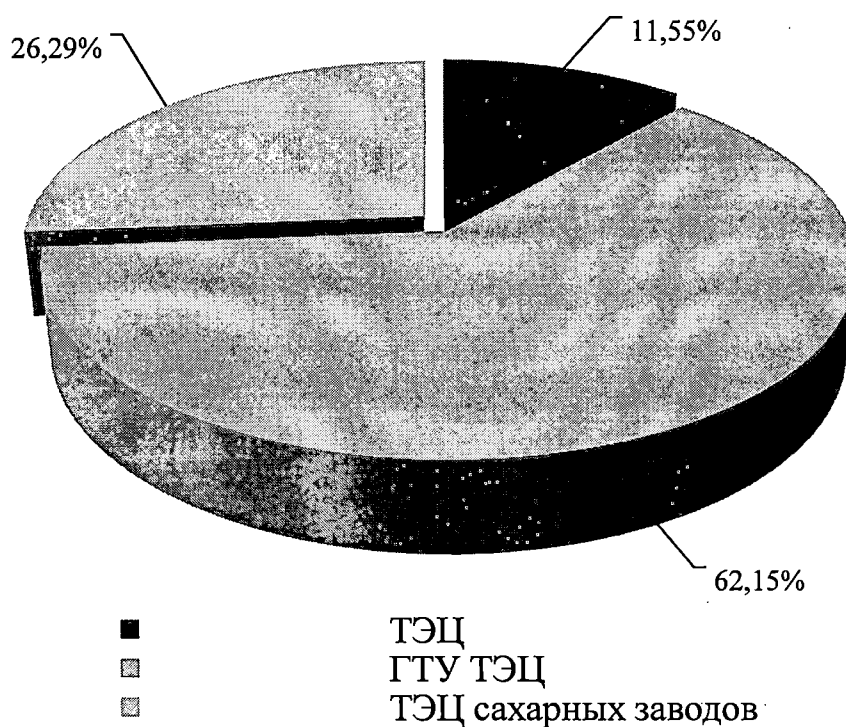
В таблице 2.6 и на рисунке 2.4 приведена структура установленной электрической мощности на территории Белгородской области.

Таблица 2.6

Структура установленной электрической мощности на электростанциях Белгородской энергосистемы

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО:	251	100,00%
в том числе:		
ТЭС	251	100,00%
в том числе:		
ТЭЦ	29	11,55%
ГТУ ТЭЦ	156	62,15%
ТЭЦ сахарных заводов	66	26,29%

Структура установленной электрической мощности на электростанциях Белгородской энергосистемы



Структура установленной электрической мощности электростанций, работающих на основе ВИЭ

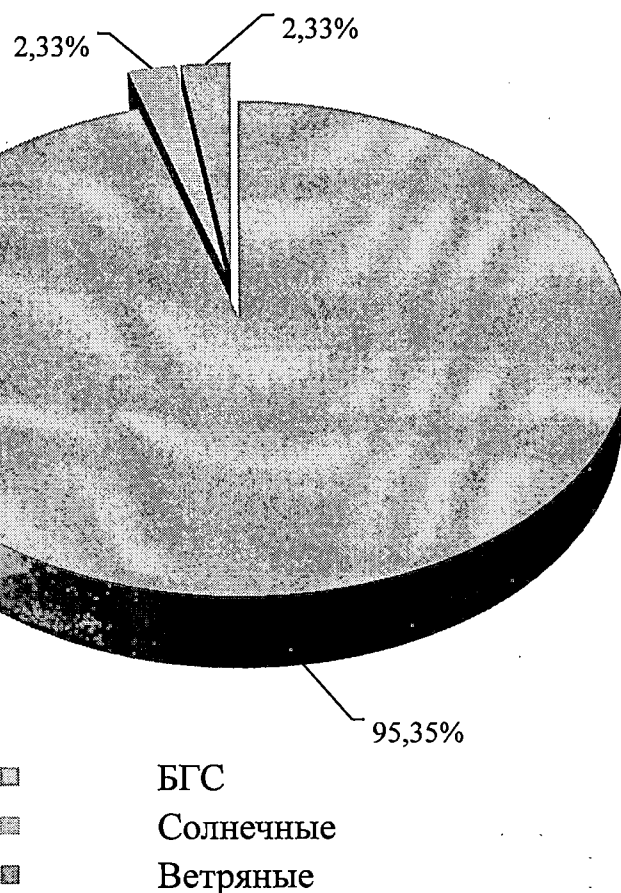


Рисунок 2.4. Структура установленной электрической мощности

2.6. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

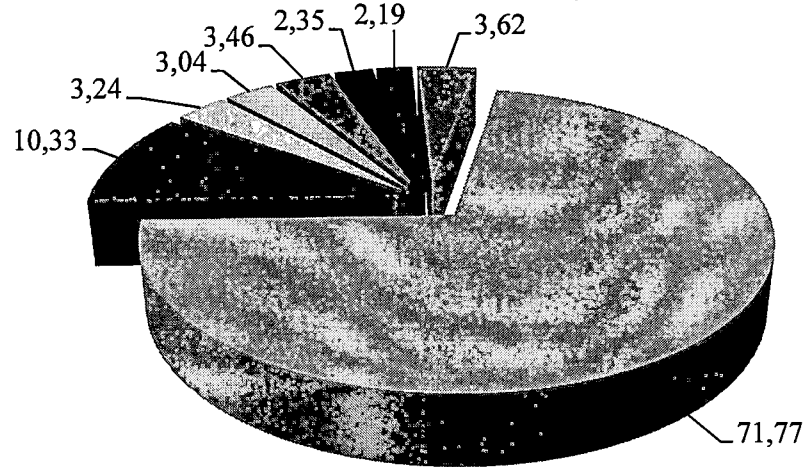
Структура выработки электроэнергии в 2016 году по видам собственности и типам электростанций Белгородской области приведена в таблице 2.7 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.7

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

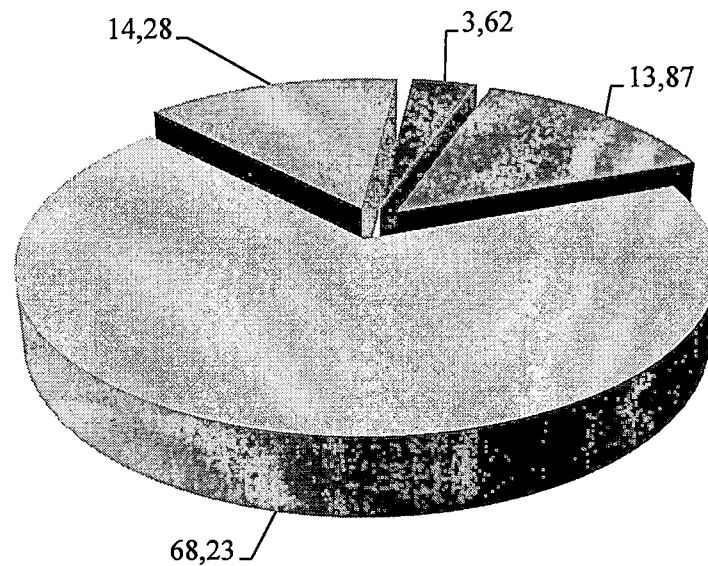
Показатели	Выработано электроэнергии, млн кВт·ч	Доля выработки, %
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в т.ч.:	444,24	71,77
Белгородская ГТУ ТЭЦ	106,72	17,24
ГТУ ТЭЦ Луч	251,67	40,66
Губкинская ТЭЦ	85,86	13,87
АО «ГТ Энерго», в т.ч.:	63,95	10,33
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	63,95	10,33
Электростанции сахарных заводов, в т.ч.:	88,41	14,28
ТЭЦ ОАО «Валуйкисахар»	20,05	3,24
ТЭЦ ОАО «Валуйкисахар» - Филиал Сахарный завод «Ника»	18,84	3,04
ТЭЦ ОАО «Дмитротарановский сахарник»	21,43	3,46
ТЭЦ ООО «Краснояржский сахарник»	14,52	2,35
ТЭЦ АО «Сахарный комбинат Большевик»	13,57	2,19
ООО «АльтЭнерго», в т.ч.:	22,40	3,62
БГС «Лучки»	22,29	3,60
Солнечная электростанция	0,09	0,01
Ветряная электростанция	0,02	0,00

Структура выработки электроэнергии по видам собственников, %



- Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»
- АО «ГТ Энерго»
- ОАО «Валуйкисахар»

Структура выработки электроэнергии по типам станций, %



- ТЭЦ
- ГТУ ТЭЦ
- ТЭЦ сахарных заводов

Рисунок 2.5. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и по типам электростанций

2.7. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

В таблице 2.8 приведён фактический баланс электрической мощности энергосистемы Белгородской области на час прохождения максимума нагрузки за 2012 – 2016 годы.

Таблица 2.8

Баланс электрической мощности

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Максимум потребления, МВт	2 181,87	2 116,48	2 178,66	2 134,03	2 219,00
Рабочая мощность электростанций, МВт	169,88	135,80	135,50	177,14	208,96
Нагрузка электростанций, МВт	138,34	122,84	126,43	157,25	157,83
Получение мощности из других энергосистем (сальдо перетоков), МВт	2 043,53	1 993,64	2 052,23	1 976,78	2 061,17
Дефицит (-) / избыток (+)	-2 011,99	-1 980,68	-2 043,16	-1 956,89	-2 010,04
Доля мощности собственных электростанций, %	7,79%	6,42%	6,22%	8,30%	9,42%

В таблице 2.9 приведён фактический баланс электроэнергии энергосистемы Белгородской области за 2012 – 2016 годы.

Таблица 2.9

Баланс электрической энергии

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	14 906,10	14 807,45	14 906,11	14 889,60	15 215,80
Выработка электроэнергии всеми электростанциями, млн кВт·ч, в т.ч.:	827,23	873,21	799,60	740,89	596,60
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в т.ч.:	668,21	733,69	657,93	603,86	444,24
Белгородская ГТУ ТЭЦ	301,29	334,87	324,50	216,72	106,72
ГТУ ТЭЦ Луч	280,39	323,29	251,77	306,10	251,67
Губкинская ТЭЦ	86,52	75,53	81,65	81,05	85,86
АО «ГТ Энерго», в т.ч.:	48,58	52,94	50,25	50,76	63,95
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	48,58	52,94	50,25	50,76	63,95
Электростанции сахарных заводов	110,44	86,58	91,42	86,27	88,41
Сальдо перетоков, млн кВт·ч	14 078,87	13 934,24	14 106,51	14 148,71	14 619,20
Доля выработки электроэнергии собственных электростанций, %	5,55%	5,90%	5,36%	4,98%	3,92%

За счет собственной выработки электроэнергии в Белгородской энергосистеме покрывается только 3,92 процента электропотребления. Основное количество электроэнергии поступает в область из смежных энергосистем: Воронежской, Курской и Северной энергосистемы Украины (Харьковская область).

2.8. Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Белгородской области

2.8.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

Основные сведения по ЛЭП напряжением 220 – 750 кВ, обслуживаемым филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, приведены в таблице 2.10.

Сводные данные по ЛЭП напряжением 220 – 750 кВ, обслуживаемым филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.10

Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№	Наименование ВЛ	U _{ном.} , кВ	Год ввода	Срок эксплуатации на 01.01.2018	Протяженность (на балансе ЧПМЭС / полная), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Металлургическая	750	1982	35	189,9	4хАСО 500/64	60,800
2	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	500	1976	41	90,514 / 102,04	3хАС 330/43	18,010
3	ВЛ 500 кВ Старый Оскол – Металлургическая	500	1982	35	35,5	3хАС 330/43	35,500
4	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди	330	2015	2	95,928 / 103,85	2хАС 300/39	103,850
5	ВЛ 330 кВ Белгород – Шебекино	330	1963	54	27,17	2хАС 400/51	48,900
			1995	22	21,73		
6	ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино	330	1963	54	16,22 / 74,65	2хАС 400/51	37,950
			1995	22	21,73		
7	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	330	1969	48	126,1 / 149,8	2хАС 240/32	85,410
8	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	330	1965	52	12,92 / 11,19	2хАС 300/39	12,920
			2016	1	2,67		2,670
9	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	330	1967	50	44,6 / 185,9	2хАС 300/39	44,600
10	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево	330	1968	49	43,4 / 130,5	2хАС 400/51, 2хАС 400/63	43,400

№	Наименование ВЛ	U _{ном.} , кВ	Год ввода	Срок эксплуатации на 01.01.2018	Протяженность (на балансе ЧПМЭС / полная), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
11	ВЛ 330 кВ Металлургическая – Валуйки	330	1999	18	123,2	2хАС 500/64	123,200
						2хАС 300/39	
						2хАС 240/32	
12	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК 1	330	1984	33	10,89 / 11,6	2хАС 500/64	11,600
13	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК 2	330	1984	33	10,85 / 11,56	2хАС 500/64	11,560
14	ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол	330	1979	38	25,83	2хАС 300/39	25,830
15	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 1	330	1984	33	18,19	2хАС 500/64	18,190
16	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 2	330	1984	33	18,8	2хАС 500/64	18,800
17	ВЛ 330 кВ Белгород – Фрунзенская	330	1964	53	23,38	2хАС 300/39	36,110
			2000	17	12,5		
			2006	11	0,23		
18	ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская	330	1964	53	116,7	2хАС 300/39	69,300
			2000	17	12,5		
			2006	11	0,3		
19	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	220	1961	56	110,22	АС400/ 64	49,360

В 2015 году на территории Белгородской области завершена реконструкция ВЛ 330 кВ Белгород - Лебеди протяженностью 95,928 км, в 2016 году произведена реконструкция участка ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди протяженностью 2,67 км.

За период 2012 – 2016 годов на территории Белгородской области новых ЛЭП напряжением 220 – 750 кВ не было введено в эксплуатацию.

В таблице 2.11 приведены сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.

Таблица 2.11

Сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
Чернозёмное ПМЭС

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Общая протяженность, км	Протяженность участка на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС, км	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	750	1	189,900	189,900	60,800
2	500	2	137,540	126,014	53,510
3	330	15	1 087,980	781,438	694,290
4	220	1	110,220	110,220	49,360
	Итого:	19	1 525,640	1 207,572	857,960

**2.8.2. Основные сведения по силовым трансформаторам
ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС**

Основные сведения по силовым трансформаторам, установленным на ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12

Основные сведения по силовым трансформаторам, установленным на
ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тип устройства регулирования напряжения	Год выпуска устройства регулирования напряжения
1	Металлургическая	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	330/110/10	1982	1982	РНОА-220/1000	1982
		АТ-2	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	330/110/35	1980	1980	РНОА-110/1000	1980
		АТ-3	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	750/330/15	1984	1984	РНОА-35/1000	1984
		АТ-4	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	750/330/15	1987	1987	РНОА-35/1000	1987
		АТ-5	3хАОДЦТН-417000/750/500/10	1251	750/500/10	1986	1986	РНОА-35/1000	1986
2	Старый Оскол	АТ-1	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	500/330/35	1979	1979	РНОА-330/1200	1979
		АТ-2	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	500/330/35	1976	1976	РНОА-330/1200	1976
		АТ-3	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	500/110/35	1987	1987	SCV3-1250-41/123-W-19N	1987
		АТ-4	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	500/110/35	1993	1993	SCV3-1250-41/123-W-19N	1993

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Тип устройства регулирования напряжения	Год выпуска устройства регулирования напряжения
3	Белгород	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	330/110/35	1969	1969	-	-
		АТ-2	АТДЦТН-135000/330/110/35	135	330/110/35	1964	1964	-	-
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	330/110/10	1974	1974	ЗРНОА-110/1000	1974
		ВД-2АТ	ВРТДНУ-125000/35/35	125	35/35	1969	1969	РНТ-13-625/35	1969
		3Т	ТДН-15000/35/6	15	35/6	1964	1964	РНТ-13-625/35	1964
		4Т	ТДН-15000/35/6	15	35/6	1964	1964	РНТ-13-625/35	1964
4	Белгород (новая площадка)	АТ-1	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	330/110/10	2010	2016	М1 1203-170/С-16153 WR	2010
5	Валуйки	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	330/110/35	1996	1997	РНОА-220/1250	1996
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	330/110/35	1980	1980	РНОА-220/1250	1980
		3Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	35/10/6	2010	2013	М III 500 Y-72,5/В-10 19 3 W	2010
		4Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	35/10/6	2010	2013	М III 500 Y-72,5/В-10 19 3 W	2010
		5Т	ТДН-40000/110/10	40	110/10	2012	2013	РС-9 III 400-41,5/К-10 19 I W	2012
		ЛТДН 1	ЛТДН-63000/35/35	63	35	2007	2008	RR5-IIIΔ-200-41,5/К122333 W	2007
		ЛТДН-3	ЛТДН-63000/35/35	63	35	1980	1980	РНТ-20-625/35	1980
6	Губкин	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/35	125	220/110/35	1964	1964	ПБВ	1982
		АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/35	125	220/110/35	1964	1964	ПБВ	1982
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	330/110/35	1980	1980	РНОА-110/1000	1980
		АТ-4	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	330/110/35	1982	1982	РНОА-110/1000	1982
		Бустер АТ3	БТДН-63000/35/35	63	35	1964	1964	РНТ-24	1964
		Бустер АТ4	ЛТДН-100000/35/35	100	35	1982	1982	РНТ-24	1982
		ВД АТ-2	ВРТДНУ-125000/35/35	125	35	1965	1965	ПРН-23	1964
		ВД АТ-1	ВРТДНУ-125000/35/35	125	35	1965	1965	ПРН-23	1964
7	Губкин (новая площадка)	АТ-2	АТДТН-200000/330/110/10	200	330/110/10	2009	2016	М1 1203-170/С	2009
8	Фрунзенская	АТ-1	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	330/110/10	2007	2008	М1 1203-170/С-16153 WR	2007
		АТ-2	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	330/110/10	2005	2006	М1 1203-170/С-16153 WR	2006
9	Шебекино	АТ-1	АТДЦТН-125000/330/110/6	125	330/110/6	1991	1991	РНОА-220/800	1991

Сводные данные по силовым трансформаторам ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13

Сводные данные по силовым трансформаторам, установленным на ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество (авто-) трансформаторов, шт.	S _{уст.} , МВА
1	750/500	1	1 251,0
2	750/330	2	1 998,0
3	500/330	2	1 002,0
4	500/110	2	500,0
5	330/110	14	2 700,0
6	220/110	2	250,0
7	110/10	1	40,0
8	35/10/6	2	50,0
9	35/6	2	30,0
	Всего:	28	7 821,0

В 2016 году на территории Белгородской области были введены в эксплуатацию две новые ПС с высшим классом напряжения 330 кВ:

– ПС 330/110/10 кВ Белгород (новая площадка с одним автотрансформатором 330/110/10 кВ номинальной мощностью 250 МВА);

– ПС 330/110/10 кВ Губкин (новая площадка с одним автотрансформатором 330/110/10 кВ номинальной мощностью 200 МВА).

2.8.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

На балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» находится 106 линий электропередачи напряжением 110 кВ общей протяженностью по цепям 2411,708 км.

Основные сведения по ЛЭП напряжением 110 кВ, обслуживаемым филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», приведены в таблице 2.14.

Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» –
«Белгородэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Марка провода	Количество цепей	Протяженность общая по цепям, км
1	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Тяговая Новый Оскол	2003	14	АС–240/32	1	55,683
2	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Тяговая Новый Оскол	2003	14	АС–240/32	1	12,600
3	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2	2008	9	АС–120	1	21,290
4	ВЛ 110 кВ Химзавод – Нежеголь	2014	3	АС–185/29	1	6,949
5	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 1	1977	40	АС–300; АС–185/29	1	60,548
6	ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками	1977	40	АС–240; АС–120	1	40,287
7	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Пушкарная	1977	40	АС–185/29	1	6,900
8	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая	1975	42	АС–300; АС–185/29	1	23,481
9	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Промышленная	1983	34	АС–185/29	1	36,355
10	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Старый Оскол -1 с отпайкой на ПС Очистные	1980	37	АС–185/29	1	14,879
11	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 2	1977	40	АС–185/29	1	26,140
12	ВЛ 110 кВ Старый Оскол Тяговая – Промышленная	1981	36	АС–185/29	1	2,994
13	ВЛ 110 кВ Шеино – Короча	1967	50	АС–120/19; АС–150/24	1	26,600
14	ВЛ 110 кВ Белгород – Шеино	1967	50	АС–120/19; АС–150/24	1	23,300
15	ВЛ 110 кВ Южная – Майская	1975	42	АС–185/29	1	6,760
16	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 1 с отпайкой на ПС Стройматериалы	1977	40	АС–400 АС–150	1	17,600
17	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 2 с отпайкой на ПС Стройматериалы	1977	40	АС–400; АС–150	1	17,600
18	ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры	1964	53	АС–300/39	1	10,100
19	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1	1974	43	АС–185/29; АС–120	1	21,771
20	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 2	1974	43	АС–185/29; АС–120	1	21,771
21	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры	1964	53	АС–240; АС–300/39	1	18,600
22	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 1	1986	31	АС–120/19	1	9,300
23	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 2	1986	31	АС–120/19	1	9,300
24	ВЛ 110 Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	1964	53	АС–240/32	1	30,400

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Марка провода	Количество цепей	Протяженность общая по цепям, км
25	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 2	1978	39	АС-400	1	14,650
26	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 1	1980	37	АС-300/39	1	15,038
27	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол – 1 с отпайкой на ПС Журавлики	1963	54	АС-240; АС-120	1	32,300
28	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Долгая Поляна	1964	53	АС-240/32	1	12,900
29	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1	2008	9	АС-185/29	1	15,100
30	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Рудник	2007	10	АС-185/29	1	24,600
31	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 1 с отпайками	1979	38	АС-185; АС-120	1	46,691
32	ВЛ 110 кВ Дубовое – Майская	1959	58	АС-185/29	1	4,720
33	ВЛ 110 кВ Долбино – Майская	1959	58	АС-185/29	1	12,440
34	ВЛ 110 кВ Белгород – Дубовое	1992	25	АС-185	1	7,600
35	ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное	1968	49	АС-185	1	35,900
36	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Майская	2007	10	АС-185	1	25,510
37	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1	2007	10	АС-185	1	20,600
38	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 1	2007	10	АС-185/24	2	5,400
39	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 2	1969	48	АС-185/24	-	5,400
40	ВЛ 110 кВ Грайворон – Казачья Лопань	1961	56	АС-95	1	12,400
41	ВЛ 110 кВ Черемошное – Долбино	1968	49	АС-185	1	40,600
42	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 1	1994	23	АС-185/29	1	0,650
43	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 2	1993	24	АС-185/29	1	0,650
44	ВЛ 110 кВ Белгород – Белгородская ТЭЦ	2006	11	АС-185; АС-150	1	8,060
45	ВЛ 110 кВ Борисовка – Грайворон	2002	15	АС-150/24	1	34,300
46	ВЛ 110 кВ Шебекино – Нежеголь	1994	23	АС-185	1	13,950
47	ВЛ 110 кВ Западная – Авторемзавод	1961	56	АС-185	1	3,693
48	ВЛ 110 кВ Ивня – Ракитное	1994	23	АС-120/19	1	45,800
49	ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	1988	29	АС-120	1	38,000
50	ВЛ 110 Серебрянка – Максимовка	1987	30	АС-150/24	1	60,100
51	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – БТЭЦ с отпайкой на ПС Стрелецкая	1986	31	АС-120; АС-185	1	39,410
52	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Ракитное	1986	31	АС-120	1	12,000
53	ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка	1983	34	АЖ-120	1	18,800
54	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 2 с отпайками	1986	31	АС-185; АС-120	1	46,420
55	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Грайворон	1979	38	АС-120/19	1	35,300
56	ВЛ 110 кВ Южная – Западная № 2	1975	42	АС-185/29	1	13,994
57	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная № 2 с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1974	43	АС-185/29	1	8,000
58	ВЛ 110 кВ Шебекино – Южная с отпайками	2014	3	АС-185/24	1	47,972

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Марка провода	Количество цепей	Протяженность общая по цепям, км
59	ВЛ 110 кВ Белгород - Восточная № 1 с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1971	46	АС-185; АС-150 (отпайка на ПС Витаминный комбинат)	1	10,340
60	ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня	1969	48	АС-120/19	1	42,000
61	ВЛ 110 кВ Готня – Красная Яруга	1975	42	АС-120/19	1	12,600
62	ВЛ 110 кВ Белгород – Авторемзавод с отпайкой	1985	32	АС-185/29; АС-95	1	14,150
63	ВЛ 110 кВ Белгород – ГТ ТЭЦ Мичуринская	1962	55	АС-185	1	10,470
64	ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с отпайкой на ПС Шебекино	1961	56	АС-185	1	32,879
65	ВЛ 110 кВ Белгород – Сажное	1960	57	АС-150	1	37,050
66	ВЛ 110 кВ Беломестное – Прохоровка	1960	57	АС-150	1	62,667
67	ВЛ 110 кВ Белгород – Беломестное	1978	39	АС-150	1	12,200
68	ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава	1968	49	АС-150	1	27,230
69	ВЛ 110 кВ Сажное – Александровка	1968	49	АС-150	1	26,760
70	ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава	1968	49	АС-150	1	27,640
71	ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК I цепь	1972	45	АСО-500	1	7,340
72	ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК II цепь	1972	45	АСО-500	1	13,340
73	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ II цепь	1981	36	АЖ-120	1	16,460
74	ВЛ 110 кВ Скородное – Коньшино	1977	40	АС-120/19 АС-150/24	1	15,000
75	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Серебрянка	1989	28	АС-150/24; АС-240/39	1	26,840
76	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ I цепь	1981	36	АЖ-120	1	11,020
77	ВЛ 110 кВ Короча – Скородное	1979	38	АС-120/19	1	28,700
78	ВЛ 110 кВ Коньшино – Голофеевка	1977	40	АС-150/24; АС-120/19	1	47,100
79	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка	1964	53	АС-240/39	1	29,900
80	ВЛ 110 кВ Чернянка – Новый Оскол	1964	53	АС-240/39	1	18,800
81	ВЛ 110 кВ Вейделевка – Айдар	1969	48	АС-95/16	1	41,600
82	ВЛ 110 кВ Валуйки – Вейделевка	1969	48	АС-95/16;	1	26,000
83	ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка	1969	48	АС-120/19	1	37,180
84	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки тяговая № 1	1969	48	АС-120/19	1	2,800
85	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки тяговая № 2	1969	48	АС-120/19	1	2,800
86	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная I цепь	1969	48	АС-120/19	2	17,200
87	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная II цепь	1969	48	АС-120/19	-	17,200
88	ВЛ 110 кВ Алексеевка-тяговая – Алексеевка	1988	29	АС-120/19	1	5,600

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Марка провода	Количество цепей	Протяженность общая по цепям, км
89	ВЛ 110 кВ Валуйки – Алексеевка-тяговая	1969	48	АС-120/19	1	64,200
90	ВЛ 110 кВ Валуйки – Палатовка	1969	48	АС-120/19	1	30,100
91	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 1	1976	41	АС-95/16	2	2,300
92	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 2	1976	41	АС-95/16	-	2,300
93	ВЛ 110 кВ Волоконовка – Новый Оскол	1965	52	АС-240/32	1	42,200
94	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка	1967	50	АС-70/11	1	43,200
				АС-95/16		
				АС-240/32		
95	ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское	1984	33	АС-150/24	1	28,400
96	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское	1984	33	АС-150/24	1	25,300
97	ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка	1965	52	АС-240/32	1	45,000
98	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар	1990	27	АС-120/19	1	82,600
99	ВЛ 110 кВ Айдар – Ровеньки	1999	18	АС-120/19	1	17,600
100	ВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1 с отпайками	1968	49	АС-185	1	6,120
101	ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром	1968	49	АС-150	1	2,820
102	ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная	1968	49	АС-120;	1	12,540
				АС-185		
103	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2	1968	49	АС-185;	1	13,590
				АС-120		
104	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с отпайкой на ПС Стрелецкая	1968	49	АС-185	1	14,430
105	ВЛ 110 кВ Шебекино – Химзавод	1973	44	АС-185/29	1	10,316
106	ВЛ 110 кВ Белгород – ГТУ ТЭЦ Луч	1968	49	АС-185	1	7,670

2.8.4. Основные сведения по силовым трансформаторам ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

На балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находятся 56 ПС с высшим напряжением 110 кВ, на которых установлено 112 силовых трансформаторов суммарной мощностью 2586,3 МВА.

Основные сведения по силовым трансформаторам ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» представлены в таблице 2.15.

**Основные сведения по силовым трансформаторам ПС 110 кВ
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»**

№ п/п	ПС	Класс напряжения	S _{ном.} , МВА	Тип трансформатора	Год выпуска	Срок эксплуатации, лет
1	Авторемзавод	110/6	16,0	ТДН-16000/110/6	1987	30
2	Авторемзавод	110/6	16,0	ТДН-16000/110/6	1987	30
3	Айдар	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1983	34
4	Айдар	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1970	47
5	Александровка	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	2010	7
6	Александровка	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	2010	7
7	Алексеевка районная	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1980	37
8	Алексеевка районная	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1981	36
9	Алексеевка районная	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1992	25
10	Архангельская	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1985	32
11	Архангельская	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1977	40
12	Белгород	110/6/6	40,0	ТРДН-40000/110/6/6	1993	24
13	Белгород	110/6/6	40,0	ТРДН-40000/110/6/6	2011	6
14	Белгород	110/6/6	40,0	ТРДН-40000/110/6/6	2011	6
15	Борисовка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	2014	3
16	Борисовка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	2014	3
17	Верхняя Покровка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1967	50
18	Верхняя Покровка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1974	43
19	Вейделевка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1982	35
20	Вейделевка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1984	33
21	Витаминный комбинат	110/6/6	40,0	ТРДН-40000/110/6/6	2014	3
22	Витаминный комбинат	110/6/6	40,0	ТРДН-40000/110/6/6	2014	3
23	Волоконовка	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1991	26
24	Волоконовка	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1994	23
25	Восточная	110/35/6	40,0	ТДТН-40000/110/35/6	2013	4
26	Восточная	110/35/6	40,0	ТДТН-40000/110/35/6	2013	4
27	Голофеевка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1972	45
28	Голофеевка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1976	41
29	Готня	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	1985	32
30	Готня	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	1985	32
31	Грайворон	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1981	36
32	Грайворон	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1969	48
33	Долгая Поляна	110/35/10	6,3	ТМТН-6300/110/35/10	1986	31
34	Донец	110/6	40,0	ТРДН-40000/110/6	2007	10
35	Донец	110/6	40,0	ТРДН-40000/110/6	2007	10
36	Дубовое	110/10	40,0	ТРНДЦН-40000/110/10	1991	26
37	Дубовое	110/10	40,0	ТРНДЦН-40000/110/10	1991	26
38	Журавлики	110/35/6	40,0	ТДТН-40000/110/35/6	2008	9
39	Журавлики	110/35/6	25,0	ТДТН-25000/110/35/6	1995	22
40	Западная	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	1981	36
41	Западная	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	1976	41

№ п/п	ПС	Класс напряжения	S _{ном.} , МВА	Тип трансформатора	Год выпуска	Срок эксплуатации, лет
42	Ивня	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1980	37
43	Ивня	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1983	34
44	Казацкие Бугры	110/10/6	25,0	ТДТН-25000/110/10/6	1992	25
45	Казацкие Бугры	110/10/6	25,0	ТДТН-25000/110/10/6	1987	30
46	Коньшино	110/10	3,2	ТМН-3200/110/10	1967	50
47	Короча	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1988	29
48	Короча	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1988	29
49	Короча	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1985	32
50	Красная Яруга	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1982	35
51	Красная Яруга	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1990	27
52	Крапивенская	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	2010	7
53	Крапивенская	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	2010	7
54	Красногвардейское	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1970	47
55	Красногвардейское	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1985	32
56	Крейда	110/35/6	25,0	ТДТН-25000/110/35/6	2013	4
57	Крейда	110/35/6	25,0	ТДТН-25000/110/35/6	2013	4
58	Майская	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	2008	9
59	Майская	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	2008	9
60	Максимовка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1986	31
61	Максимовка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1991	26
62	Новый Оскол	110/35/10	31,5	ТДТНГ-31500/110/35/10	1964	53
63	Новый Оскол	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1983	34
64	Нежеголь	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	2013	4
65	Нежеголь	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	2013	4
66	Обуховская	110/10	25,0	ТРДН(С)-25000/110/10	1977	40
67	Обуховская	110/10	25,0	ТРДН(С)-25000/110/10	1978	39
68	Оросительная	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1983	34
69	Оросительная	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1999	18
70	Очистные	110/6	16,0	ТДН-16000/110/6	1979	38
71	Очистные	110/6	16,0	ТДН-16000/110/6	1978	39
72	Пищепром	110/10/6	25,0	ТДТН-25000/110/10/6	1988	29
73	Пищепром	110/10/6	25,0	ТДТН-25000/110/10/6	1978	39
74	Промышленная	110/10	25,0	ТРДН(С)-25000/110/10	1981	36
75	Промышленная	110/10	25,0	ТРДН(С)-25000/110/10	1982	35
76	Птицефабрика	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	1982	35
77	Птицефабрика	110/10	16,0	ТДН-16000/110/10	1981	36
78	Пушкарная	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	1977	40
79	Пушкарная	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	1976	41
80	Ракитное	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1989	28
81	Ракитное	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1989	28
82	Ровеньки	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	2000	17
83	Рудник	110/35/6	25,0	ТДТН-25000/110/35/6	1979	38
84	Рудник	110/35/6	25,0	ТДТН-25000/110/35/6	1979	38
85	Северная	110/10	40,0	ТРДН-40000/110/10	2006	11
86	Северная	110/10	40,0	ТРДН-40000/110/10	2006	11
87	Серебрянка	110/35/10	10,0	ТДТН-10000/110/35/10	1987	30
88	Скородное	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1983	34
89	Скородное	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1994	23
90	Старый Оскол-1	110/35/6	25,0	ТДТН-25000/110/35/6	1990	27
91	Старый Оскол-1	110/35/6	20,0	ТДТН-20000/110/35/6	1966	51

№ п/п	ПС	Класс напряжения	S _{ном.} , МВА	Тип трансформатора	Год выпуска	Срок эксплуатации, лет
92	Старый Оскол-1	110/6	25,0	ТРНДЦН-25000/110/6	1989	28
93	Стрелецкая	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1986	31
94	Стрелецкая	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1991	26
95	Строитель	110/6	15,0	ТДН-15000/110/6	1968	49
96	Строитель	110/6	15,0	ТДНГ-15000/110/6	1962	55
97	Томаровка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1973	44
98	Томаровка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1984	33
99	Химзавод	110/6	32,0	ТРДН-32000/110/6	1980	37
100	Химзавод	110/6	32,0	ТРДН-32000/110/6	1979	38
101	Центральная	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	1986	31
102	Центральная	110/10/10	40,0	ТРДН-40000/110/10/10	1986	31
103	Черемошное	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	1993	24
104	Черемошное	110/35/10	25,0	ТДТН-25000/110/35/10	2001	16
105	Чернянка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	1971	46
106	Чернянка	110/35/10	16,0	ТДТН-16000/110/35/10	2009	8
107	Шебекино	110/35/6	40,0	ТДТН-40000/110/35/6	2008	9
108	Шебекино	110/35/6	40,0	ТДТН-40000/110/35/6	2008	9
109	Шеино	110/35/10	6,3	ТМТН-6300/110/35/10	1990	27
110	Шеино	110/10	10,0	ТДТН-10000/110/10	1967	50
111	Южная	110/10/6	40,0	ТДТН-40000/110/10/6	1982	35
112	Южная	110/10/6	40,0	ТДТН-40000/110/10/6	1987	30

В 2016 году на подстанциях, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго», в эксплуатацию новых силовых трансформаторов напряжением 110 кВ не вводилось. Было произведено внутреннее перемещение двух силовых трансформаторов напряжением 110 кВ без увеличения трансформаторной мощности с ПС 110/10 кВ Коньшино на ПС 110/10 кВ Шеино и наоборот: трансформаторы ТМТН-6300/110/35/10 и ТМН-3200/110/10.

Сводные данные по силовым трансформаторам, находящимся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго», приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16

Сводные данные по силовым трансформаторам, находящимся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов, шт.	S _{ном.} , МВА
1	110/35/10	52	852,1
2	110/35/6	12	370,0
3	110/10/10	8	320,0
4	110/10/6	6	180,0
5	110/6/6	5	200,0
6	110/10	18	401,2
7	110/6	11	263,0
	Всего:	112	2 586,3

2.8.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций

На территории Белгородской области эксплуатируются подстанции и сети, находящиеся на балансе предприятий и организаций, для которых выработка, передача и распределение электроэнергии не являются основным видом деятельности. Наибольшую протяжённость имеют электрические сети, находящиеся на балансе АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК» и АО «ОЭМК».

В таблице 2.17 приведены сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.17.

Основные сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
1	ВЛ 330 кВ Металлургическая – Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	ВЛ	2хАС–300/39	38,700	1982
2	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди		330	ВЛ	2хАС–300/39	4,100	1983
3	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди		330	ВЛ	2хАС–300/39	8,600	1983
4	ВЛ 110 кВ Губкин – ЛГОК II цепь		110	ВЛ	2хАС–240/39	4,795	1982
5	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 I цепь		110	ВЛ	АС–500/64	23,532	1977
6	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 II цепь		110	ВЛ	АС–500/64	23,532	1977
7	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,426	1977
				ВЛ	АС–500/64,	0,624	
8	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,426	1977
				ВЛ	АС–500/64,	0,624	
9	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,395	2009
10	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,395	2009
11	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 II цепь		110	ВЛ	АС–240/32	3,140	2005
12	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 I цепь с отпайкой на ГПП 2		110	ВЛ	АС–240/32	4,027	2005
13	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 2 II цепь		110	ВЛ	АС–240/32	3,225	2008
14	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 4 I цепь с отпайкой на ПС–109		110	ВЛ	АС–240/32	7,593	1982
15	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 109 II цепь		110	ВЛ	АС–240/32	7,092	1982
16	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	6,880	1981
17	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	6,880	1981
18	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 I цепь		110	ВЛ	АС–500/64	9,960	1977
19	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 II цепь		110	ВЛ	АС–500/64	9,960	1977
20	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 122 I цепь с отпайками		110	ВЛ	АС–240/39	10,291	1985
21	ВЛ 110 кВ Лебеди – ЛГОК II цепь	110	ВЛ	АС–240/39	5,161	1985	
22	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 4 I цепь	110	ВЛ	АС–240/39	3,227	2008	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собствен-ник	U ном, кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуата-цию
23	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 1	АО «ОЭМК»	330	ВЛ	2хАС–500/64	0,700	1984
24	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 2		330	ВЛ	2хАС–500/64	0,700	1984
25	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК № 1		330	ВЛ	2хАС–500/64	0,710	1984
26	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК № 2		330	ВЛ	2хАС–500/64	0,710	1984
27	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 1		110	ВЛ	АС–400;	7,600	1982
				КЛ	NOKUDEY 3(1х630)	0,685	
28	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 2		110	ВЛ	АС–400	7,600	1982
				КЛ	NOKUDEY 3(1х630)	0,685	
29	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 1		110	ВЛ	АС–185	4,600	1978
30	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 2		110	ВЛ	АС–185	4,600	1978
31	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 1		110	ВЛ	АС–120/19	2,500	1983
32	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 2		110	ВЛ	АС–120/19	2,550	1983
33	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.1 Т4		110	КЛ	NOKUDEY 3(1х240)	1,075	1982
34	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.2 Т5		110	КЛ	NOKUDEY 3(1х240)	1,182	1982
35	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 91Е Т1		110	КЛ	МКАШв 3(1х150)	1,600	1984
36	КЛ 110 кВ ГПП – 91Е Т2		110	КЛ	МКАШв 3(1х150)	1,100	1984
37	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т13		110	КЛ	FXXJ 3(1х240+95)	0,135	1984
38	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т24		110	КЛ	FXXJ 3(1х240+95)	0,125	1984
39	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т1		110	КЛ	2XSJ 3(1х240+35)	1,740	1991
40	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т2		110	КЛ	2XSJ 3(1х240+35)	1,750	1991
41	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т1		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1х240)	2,600	2008
42	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т2		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1х240)	2,590	2008
43	КЛ 110 кВ ГПП – SH-2		110	КЛ	FXXJ 3(1х240+95)	0,536	1984
44	КЛ 110 кВ ГПП – SH-3		110	КЛ	FXXJ 3(1х240+95)	0,490	1984
45	КЛ 110 кВ ГПП – SH-4		110	КЛ	FXXJ 3(1х240+95)	0,429	1984
46	КЛ 110 кВ ГПП – SH-5		110	КЛ	FXXJ 3(1х240+95)	0,373	1984
47	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 1		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1х240)	0,350	2008
48	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 2		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1х240)	0,320	2008
49	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 3		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1х240)	0,310	2010

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
50	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат ячейка E11		110	КЛ	FХКJ 6(1x800+95)	0,460	1984
51	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат ячейка E19		110	КЛ	FХКJ 6(1x800+95)	0,555	1984
52	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C1		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,100	1984
53	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C2		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,125	1984
54	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 CF		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,080	1984
55	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 с отпайкой на ГПП-11	ОАО «Стойленский ГОК»	110	ВЛ	АС-400;	15,356	
56	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 2 с отпайками			ВЛ	АС-240	0,162	
			110	ВЛ	АС-400;	15,356	
				ВЛ	АС-150;	4,100	
				ВЛ	АС-240;	2,086	
57	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 с отпайкой на ГПП-11		110	ВЛ	АС-95	1,548	
				ВЛ	АС-400;	15,356	
58	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 4 с отпайками		110	ВЛ	АС-240	0,204	
				ВЛ	АС-400;	15,356	
				ВЛ	АС-150;	4,100	
				ВЛ	АС-240;	2,086	
59	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 1 с отпайками		110	ВЛ	АС-95	1,548	
				ВЛ	АС-240;	20,096	
60	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 2 с отпайками		110	ВЛ	АС-150		
				ВЛ	АС-240;	20,089	
61	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 с отпайками		110	ВЛ	АС-150	13,590	
62	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 с отпайками		110	ВЛ	АС-150	13,590	
63	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 на ГПП-14		110	ВЛ	АС-240	1,347	2016
64	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 на ГПП-14	110	ВЛ	АС-240	1,347	2016	
65	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 на ГПП-15	110	ВЛ	АС-150	0,202	2016	
66	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 на ГПП-15	110	ВЛ	АС-150	0,202	2016	
67	Ф.5 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)	110	ВЛ	АС-150	0,740	2016	
68	Ф.6 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)	110	ВЛ	АС-150	0,740	2016	
69	Старый Оскол – Стройиндустрия № 1	ЗАО «Спецэнерго»	110	ВЛ	АС-240	6,000	1977
70	Старый Оскол – Стройиндустрия № 2		110	ВЛ	АС-240	6,000	1977
71	ЛЭП-110 ввод № 1	ОАО «ОЗММ»	110	ВЛ	АС-240/39	0,048	1978
72	ЛЭП-110 ввод № 2		110	ВЛ	АС-240/39	0,055	1978
73	ВЛ 110 кВ ПС Губкин 330 – ПС Промышленная	ОАО «РЖД»	110	ВЛ	АС-185	3,500	1997
74	ВЛ 110 кВ ПС Голофеевка – ПС Новый Оскол		110	ВЛ	АС-240	55,680	2003
75	Лизины-1	ООО «Биохим-сервис»	110	ВЛ	АС-185	0,040	1975
76	Лизины-2		110	ВЛ	АС-185	0,040	1977
77	ВЛ 110 кВ № 1 Рудник-2	ООО «Металл-групп»	110	ВЛ	АС-185	1,440	2003
78	ВЛ 110 кВ № 2 Рудник-2		110	ВЛ	АС-185	1,440	2003

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
79	Оскол-500 от ячейки 43	ООО «ОСМиБТ»	110	КЛ	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,330	1990
80	Оскол-500 от ячейки 44		110	КЛ	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,330	1990
81	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	АО «ГТ Энерго»	110	ВЛ	АС-185	24,760	2008

Всего на балансе сторонних организаций находится 81 ЛЭП напряжением 110 кВ и выше суммарной протяженностью 484,114 км, в том числе: 7 ЛЭП 330 кВ протяженностью 54,22 км и 74 ЛЭП 110 кВ протяженностью 429,824 км.

В 2016 году ОАО «Стойленский ГОК» ввел в эксплуатацию шесть ВЛ 110 кВ: две отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1, СГОК № 3 на ГПП-14, две отпайки от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1, СГОК № 2 на ГПП-15 и две ВЛ 110 кВ от ГПП-15 до ГПП-3, ГПП-6 суммарной протяженностью 4,578 км.

Сводные данные по ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.18

Сводные данные по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Собственник	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Длина ЛЭП, км
1	АО «Лебединский ГОК»	330	3	51,400
		110	19	132,185
		всего:	22	183,585
2	АО «ОЭМК»	330	4	2,820
		110	28	48,845
		всего:	32	51,665
3	ОАО «Стойленский ГОК»	330	0	0,000
		110	14	149,201
		всего:	14	149,201
4	Прочие	330	0	0,000
		110	13	99,663
		всего:	13	99,663
Итого:			81	484,114

В таблице 2.19 приведены сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Основные сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС 330 кВЛебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	2x200	1983
2	ГПП-1		110	40 + 63	1972
3	ГПП-3		110	2x63	1975
4	ГПП-5		110	2x63	1981
5	ГПП-6		110	2x40	1982
6	ГПП-7		110	–	2010
7	109		110	2x63	1999
8	ГПП-2		110	2x40 + 2x25	1975
9	ГПП-4		110	2x40 + 2x25	1978
10	Тяговая-1		110	2x32	1972
11	ГПП-8		110	2x40	1980
12	228		110	16 + 10	1972
13	122		110	2x25	1981
14	123		110	4x16	1985
15	ГПП 330/110	АО «ОЭМК»	330	5x320	1984
16	Меткомбинат 24.11		110	2x63	1982
17	12Е		110	2x63	1982
18	SH-1		110	2x63	1984
19	91Е		110	2x40	1984
20	16Е		110	2x63	1986
21	17Е		110	2x63	2000
22	SH-2		110	105	1984
23	SH-3		110	105	1984
24	SH-4		110	105	1984
25	SH-5		110	105	1984
26	ЭП-8		110	20	1995
27	ЭП-8А		110	25	1995
28	ЭП-7		110	25	2008
29	SH-34		110	2x80	1984
30	Строительная		110	2x25	1978
31	Промводозабор		110	2x10	1983
32	ГПП-2	ОАО «Стойленский ГОК»	110	2x16	
33	ГПП-3		110	2x25	
34	ГПП-4		110	2x10	
35	ГПП-5		110	4x16	
36	ГПП-6		110	2x16 + 2x10	
37	ГПП-7		110	4x40	
38	ГПП-9		110	15 + 16	
39	ГПП-10		110	2x10	
40	ГПП-14		110	2x63	2016
41	ГПП-2		ЗАО «Осколцемент»	110	2x16
42	Карьер мела	110		10 + 6,3	1972

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
43	ЦРП-110/6		110	2x32	1970
44	Стройиндустрия	ЗАО «Спецэнерго»	110	2x25	1979
45	Цементзавод	ЗАО «Белгородский цемент»	110	2x40	1979
46	Строительная	ОАО «КМАГЖС»	110	2x10	1970
47	Ремзавод-1	ОАО «ОЗММ»	110	2x40	1978
48	Алексеевка-тяговая	ОАО «РЖД»	110	40 + 20	1967
49	Беломестное		110	2x16	1978
50	Валуйки-тяговая		110	2x40	1967
51	Долбино		110	15 + 20	1959
52	Палатовка		110	2x40	1968
53	Прохоровка		110	2x10	1960
54	Сажное		110	2x15	1960
55	Старый Оскол-тяговая		110	2x40	2000
56	Тяговая Новый Оскол		110	2x25	2003
57	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	110	2x25	
58	ГКС	ОАО «Трансгаз»	110	25 + 40	
59	Белгород-2	ООО «Подстанция Белгород-2»	110	25 + 40	1983; 2009
60	Лизины	ООО «Биохим-сервис»	110	2x16	1975
61	Рудник-2	ООО «Металл-групп»	110	2x25	2003
62	Стройматериалы	ООО «ОСМиБТ»	110	2x40	1990

Сводные данные по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20

Сводные данные по ПС 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов, шт.	Суммарная мощность, МВА	Количество ПС
1	330	7	2 000,00	2
2	110	123	4 241,30	60
	Итого:	130	6 241,30	62

Всего на территории Белгородской области находится 62 абонентских подстанции напряжением 110 кВ и выше, на которых установлено 130 силовых трансформаторов суммарной мощностью 6241,3 МВА.

В 2016 году на предприятии ОАО «Стойленский ГОК» была введена в

эксплуатацию одна ПС 110/10 кВ ГПП-14 с двумя силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый, для электроснабжения фабрики окомкования концентрата.

2.8.6. Основные внешние электрические связи энергосистемы Белгородской области

Основное количество электроэнергии поступает в область из смежных энергосистем по магистральным электрическим сетям: Воронежской, Курской и Северной энергосистемы Украины (Харьковская область).

– по ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Metallургическая и ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская (из Курской области);

– по ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1, ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин (из Воронежской области);

– по трем ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево, Змиевская ТЭС – Валуйки, Лосево – Шебекино (из Северной энергосистемы Украины (Харьковская область)).

Перечень ВЛ напряжением 220 кВ и выше, обеспечивающих внешние связи энергосистемы Белгородской области, представлен в таблице 2.21, а на рисунке 2.6 показана блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Белгородской области.

Таблица 2.21.

Внешние электрические связи энергосистемы Белгородской области

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Наименование ВЛ	Протяжённость ВЛ, км
С энергосистемой Воронежской области			
1	500	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	102,48
2	330	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	149,8
3	220	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	110,22
С энергосистемой Курской области			
4	750	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Metallургическая	189,9
5	330	ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская	129,5
С Северной энергосистемой Украины (Харьковская область)			
6	330	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	185,75
7	330	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на Лосево	43,4
8	330	ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино	74,65

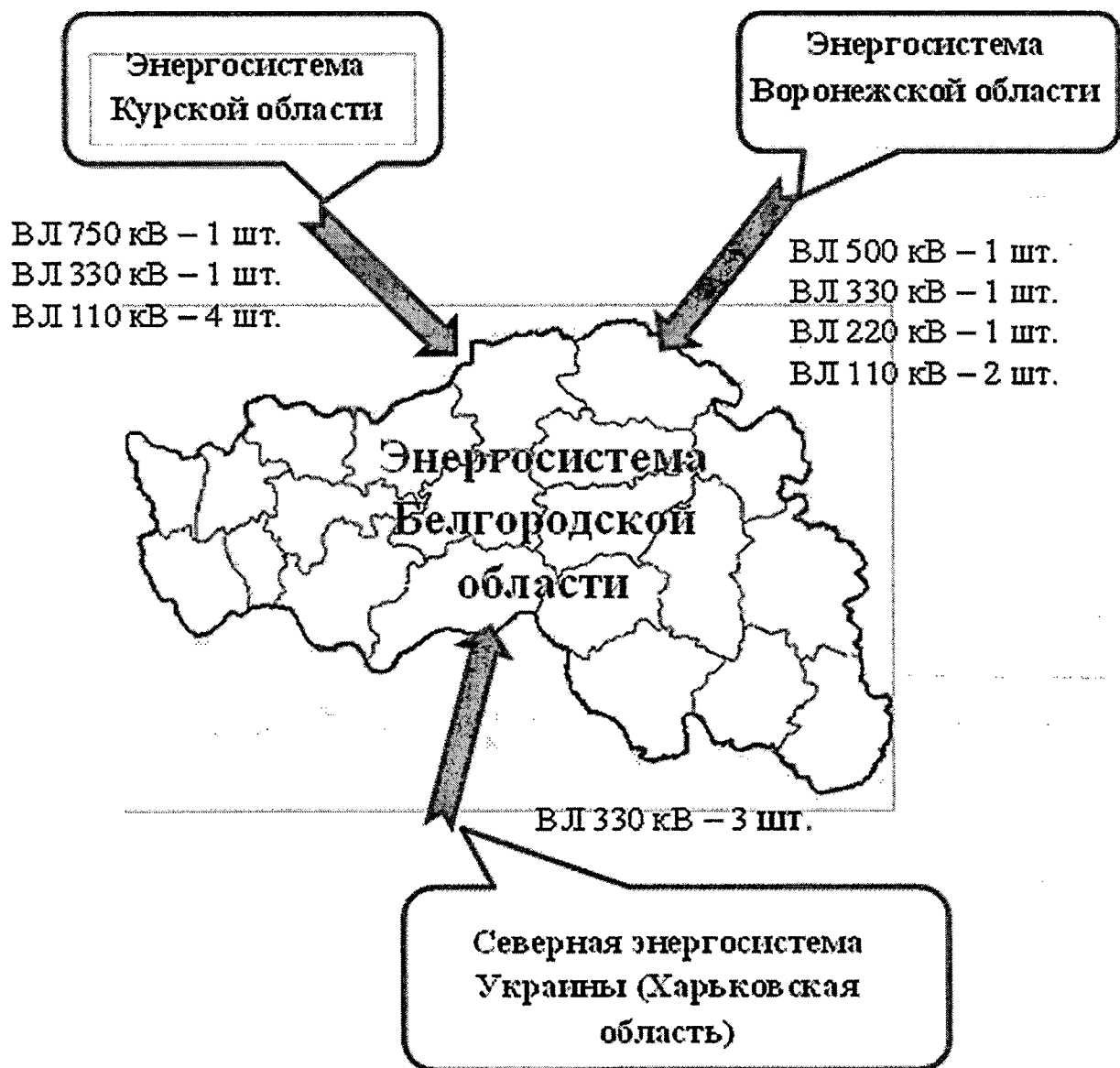


Рисунок 2.6. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Белгородской области

Помимо перечисленных в таблице 2.21, внешние связи энергосистемы Белгородской области образуют также 6 ВЛ 110 кВ, 4 из которых с энергосистемой Курской области (ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава, ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава; ВЛ 110 кВ Губкин – Бекетово; ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово) и 2 с энергосистемой Воронежской области (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная I и II цепи).

2.8.7. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области

Данные по изменению основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области за период 2012 – 2016 годов приведены в таблице 2.22.

Основные показатели энерго- и электроэффективности Белгородской области

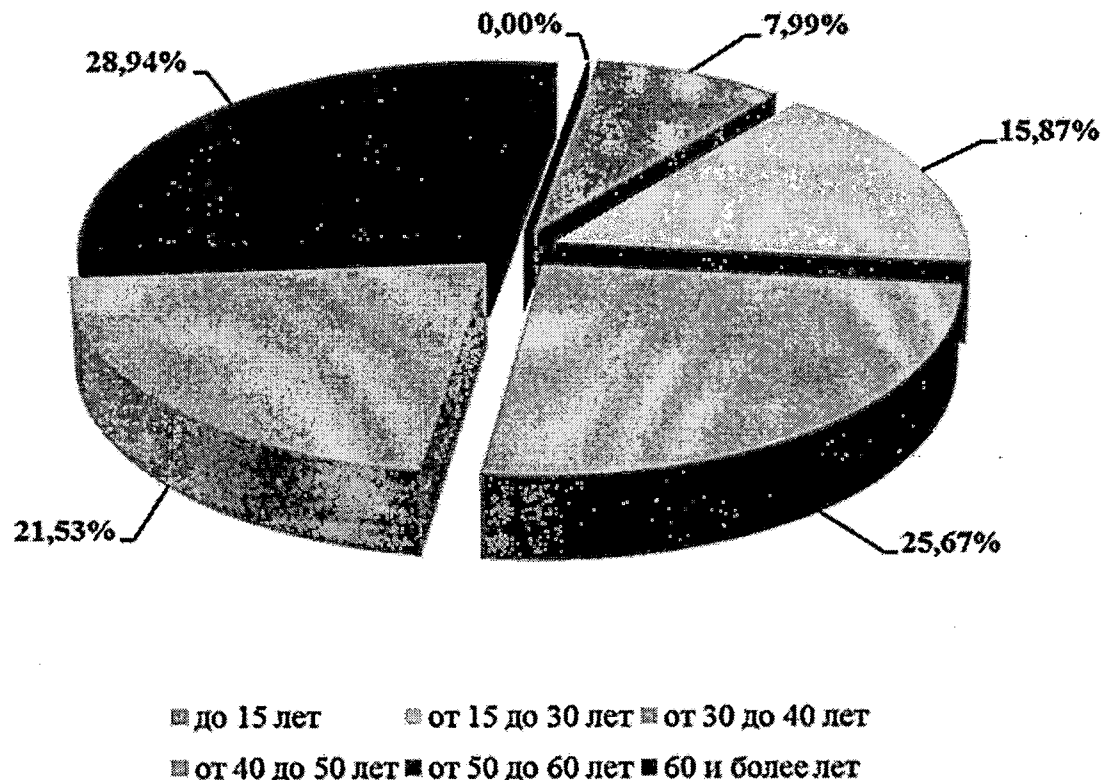
№ п/п	Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016
1	ВРП, млрд. руб.	545,50	569,00	619,40	653,50	675,07
2	Электроёмкость ВРП, кВт×ч/тыс. руб.	27,33	26,02	24,07	22,78	22,54
3	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт×ч/чел в год	9 672,37	9 589,69	9 629,89	9 605,58	9 798,94
4	Электровооружённость труда в экономике, тыс. кВт×ч на одного занятого в экономике	19,69	19,04	19,07	19,21	19,35

3. Особенности и проблемы функционирования Белгородской энергосистемы

3.1. Срок эксплуатации основного оборудования электросетевых компаний Белгородской энергосистемы

На рисунке 3.1 приведена структура возрастных характеристик ВЛ 220-750 кВ от общей протяженности и автотрансформаторов 220-750 кВ по состоянию на начало 2018 года, находящихся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.

Структура возрастных характеристик ВЛ 220-750 кВ от общей протяженности по состоянию на начало 2018 г., %



**Структура возрастных характеристик
автотрансформаторов на ПС 330-750 кВ по состоянию на
начало 2018 г., %**

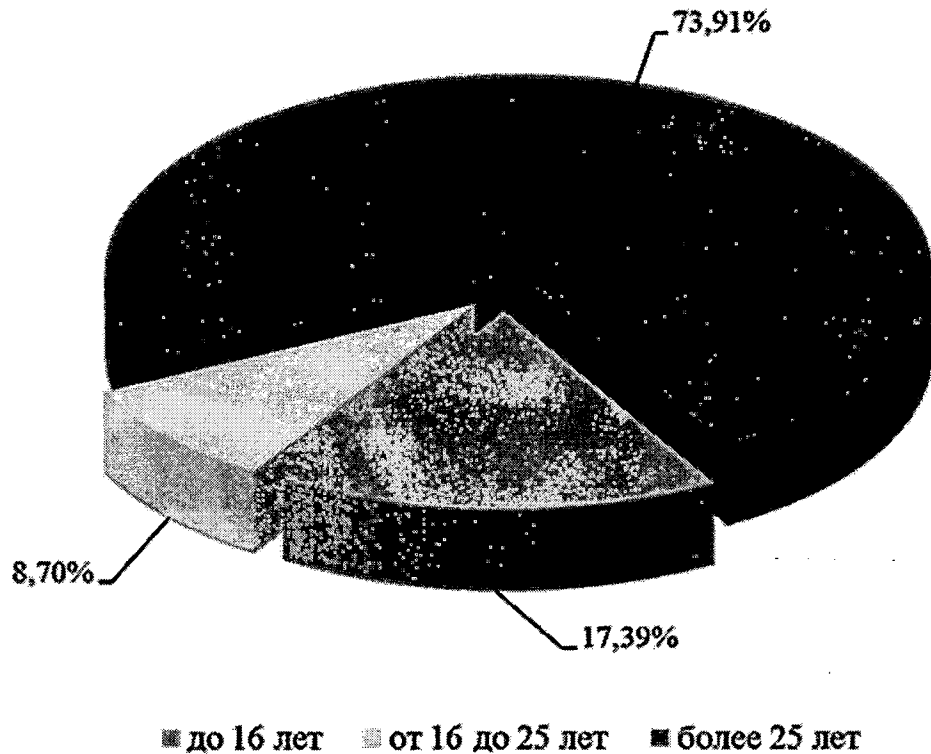


Рисунок 3.1. Структура возрастных характеристик ВЛ и автотрансформаторов 220-750 кВ

Анализ вышеприведённых данных показывает, что по состоянию на начало 2018 года ВЛ 220-750 кВ со сроком эксплуатации составит:

- менее 15 лет – 95,458 км или 7,99 процента;
- от 15 до 30 лет – 191,66 км или 15,87 процента;
- от 30 до 40 лет – 309,960 км или 25,67 процента;
- от 40 до 50 лет – 260,014 км или 21,53 процента;
- от 50 до 60 лет – 349,48 км или 28,94 процента.

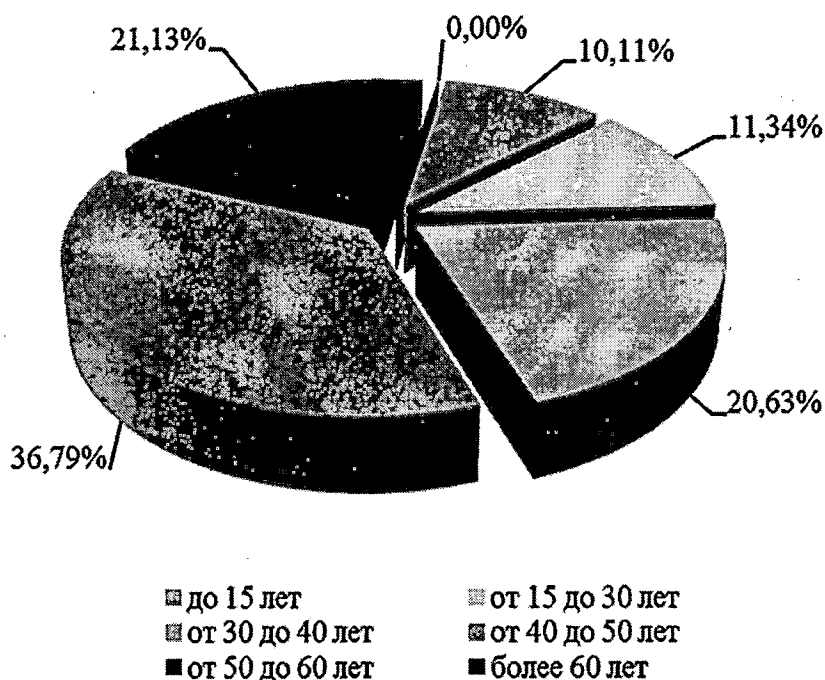
Из 23 автотрансформаторов 220-750 кВ, установленных на ПС 330-750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС по состоянию на начало 2018 года со сроком эксплуатации:

- менее 16 лет – 4 штуки или 17,39 процента;
- от 16 до 25 лет – 2 штуки или 8,7 процента;
- более 25 лет – 17 штук или 73,91 процента.

Таким образом, по состоянию на начало 2018 года из 1207,572 км ВЛ 220-750 кВ 919,454 км или 76,14 процента от их общей протяженности эксплуатируются 30 и более лет, 17 автотрансформаторов 220-750 кВ или 73,91 процента находятся в эксплуатации более 25 лет.

На рисунке 3.2 приведена структура возрастных характеристик ВЛ 110 кВ от общей протяженности и силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ по состоянию на начало 2018 года, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

Структура возрастных характеристик ВЛ 110 кВ от общей протяженности на начало 2018 г., %



Структура срока эксплуатации силовых трансформаторов на ПС 110 кВ по состоянию на начало 2018 г., %

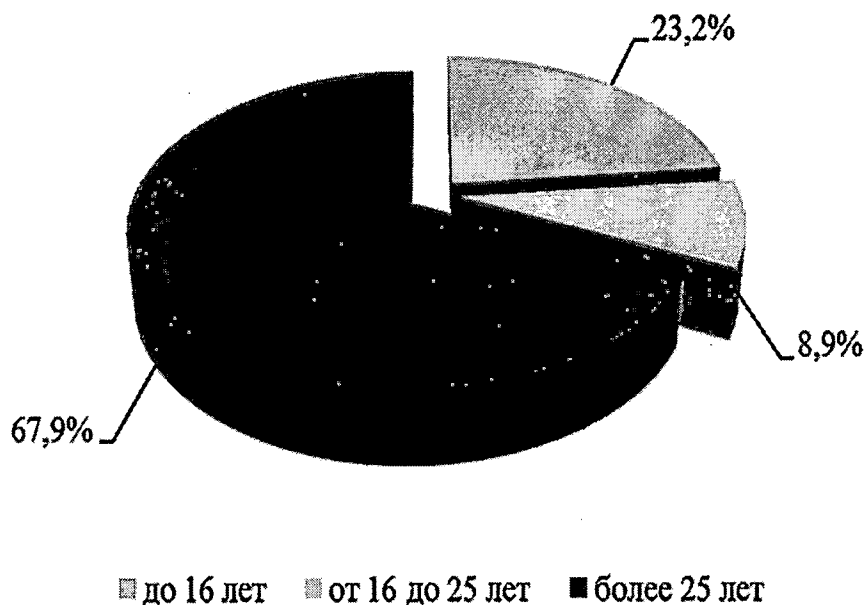


Рисунок 3.2. Структура возрастных характеристик ВЛ и силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ

Анализ вышеприведённых данных показывает, что по состоянию на начало 2018 года ВЛ 110 кВ со сроком эксплуатации составит:

– менее 15 лет – 243,764 км или 10,11 процента;

- от 15 до 30 лет – 273,59 км или 11,34 процента;
- от 30 до 40 лет – 497,467 км или 20,63 процента;
- от 40 до 50 лет – 887,268 км или 36,79 процента;
- от 50 до 60 лет – 509,619 км или 21,13 процента.

Из 112 силовых трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» по состоянию на начало 2018 года со сроком эксплуатации:

- менее 16 лет – 26 штук или 23,21 процента;
- от 16 до 25 лет – 10 штук или 8,93 процента;
- более 25 лет – 76 штук или 67,86 процента.

Таким образом, по состоянию на начало 2018 года из 2411,708 км ВЛ 110 кВ 1894,354 км или 78,55 процента от их общей протяженности эксплуатируются 30 и более лет, 76 силовых трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ, или 67,86 процента находятся в эксплуатации более 25 лет.

3.2. Загрузка силовых трансформаторов ПС 750 – 110 кВ Белгородской энергосистемы

В таблице 3.1 приведена загрузка автотрансформаторов 220-750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС в режимный день зимнего максимума (21 декабря 2016 года).

Таблица 3.1.

Загрузка автотрансформаторов 220-750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
Черноземное ПМЭС в режимный день зимнего максимума 2016 года

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Номер тр-ра	S _{ном.} , МВА	P _{нагр.} , МВт	Q _{нагр.} , МВАр	S _{нагр.} , МВА	K _{загр.} %
1	Белгород	330/110/35	АТ-1	200	0,00	0,00	0,00	0,00%
2	Белгород	330/110/35	АТ-2	135	44,00	21,00	48,75	36,11%
3	Белгород	330/110/10	АТ-3	200	110,00	11,00	110,55	55,27%
4	Белгород (новая площадка)	330/110/10	АТ-1	250	0,00	0,00	0,00	0,00%
5	Валуйки	330/110/35	АТ-1	200	65,00	16,00	66,94	33,47%
6	Валуйки	330/110/35	АТ-3	200	69,00	12,00	70,04	35,02%
7	Губкин	220/110/35	АТ-1	125	31,11	29,28	42,72	34,18%
8	Губкин	220/110/35	АТ-2	125	31,37	30,93	44,05	35,24%
9	Губкин	330/110/35	АТ-3	200	75,54	50,69	90,97	45,49%
10	Губкин	330/110/35	АТ-4	200	74,27	5,07	74,44	37,22%
11	Губкин (новая площадка)	330/110/10	АТ-2	200	0,00	0,00	0,00	0,00%
12	Старый Оскол	500/330/35	АТ-1	501	73,00	55,00	91,40	18,24%
13	Старый Оскол	500/330/35	АТ-2	501	73,00	55,00	91,40	18,24%
14	Старый Оскол	500/110/35	АТ-3	250	138,00	23,00	139,90	55,96%
15	Старый Оскол	500/110/35	АТ-4	250	139,00	23,00	140,89	56,36%
16	Металлургическая	330/110/10	АТ-1	200	60,00	10,00	60,83	30,41%
17	Металлургическая	330/110/35	АТ-2	200	65,00	7,00	65,38	32,69%
18	Металлургическая	750/330/15	АТ-3	999	500,00	66,00	504,34	50,48%
19	Металлургическая	750/330/15	АТ-4	999	476,00	84,00	483,35	48,38%
20	Металлургическая	750/500/15	АТ-5	1251	335,00	30,00	336,34	26,89%
21	Шебекино	330/110/6	АТ-1	125	60,07	41,02	72,74	58,19%

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Номер тр-ра	S _{ном.} МВА	P _{нагр.} МВт	Q _{нагр.} МВАр	S _{нагр.} МВА	K _{загр.} %
22	Фрунзенская	330/110/10	АТ-2	195	105,10	53,02	117,72	60,37%
23	Фрунзенская	330/110/10	АТ-1	195	106,07	53,00	118,58	60,81%

В таблице 3.2 приведена загрузка силовых трансформаторов ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» в режимный день зимнего максимума (21 декабря 2016 года).

Таблица 3.2.

**Загрузка силовых трансформаторов ПС 110 кВ филиала
ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» в режимный день зимнего
максимума 2016 года**

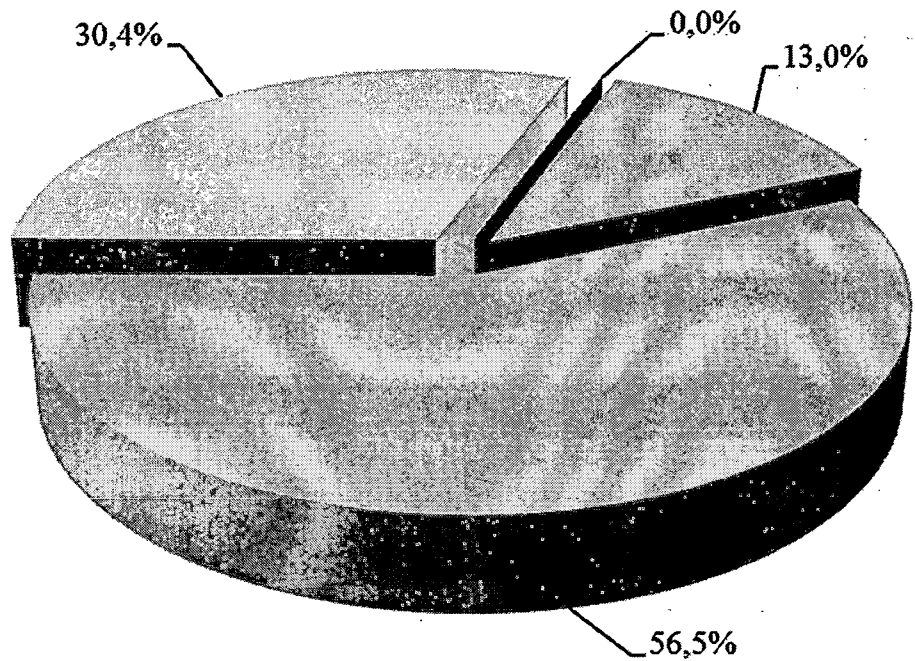
№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Трансформатор	S _{ном.} МВА	P _{нагр.} МВт	Q _{нагр.} МВАр	S _{нагр.} МВА	K _{загр.} %	S _{нагр.} ПС, МВА	K _{загр.ПС} %
1	Авторемзавод	110/6	1Т	16	6,10	2,42	6,56	41,00	10,09	63,08
2	Авторемзавод	110/6	2Т	16	3,43	0,93	3,55	22,17		
3	Айдар	110/35/10	1Т	16	5,01	1,47	5,22	32,63	8,72	87,21
4	Айдар	110/35/10	2Т	10	3,38	0,91	3,50	35,00		
5	Александровка	110/35/10	1Т	25	12,05	5,81	13,38	53,51	21,87	87,46
6	Александровка	110/35/10	2Т	25	7,71	3,55	8,49	33,95		
7	Алексеевка районная	110/35/10	1Т	25	19,52	8,73	21,38	85,52	53,72	107,45
8	Алексеевка районная	110/35/10	2Т	25	14,60	5,85	15,73	62,93		
9	Алексеевка районная	110/35/10	3Т	25	15,40	6,26	16,62	66,48		
10	Архангельское	110/35/10	1Т	10	6,08	2,51	6,58	65,79	12,39	123,92
11	Архангельское	110/35/10	2Т	16	5,44	2,06	5,82	36,35		
12	Белгород-1	110/6/6	1Т	40	10,63	4,70	11,63	29,07	40,17	50,21
13	Белгород-1	110/6/6	2Т	40	11,78	3,52	12,29	30,73		
14	Белгород-1	110/6/6	3Т	40	15,77	4,27	16,33	40,83		
15	Борисовка	110/35/10	1Т	16	6,05	2,38	6,50	40,60	11,75	73,41
16	Борисовка	110/35/10	2Т	16	5,03	1,54	5,26	32,87		
17	Верхняя Покровка	110/35/10	1Т	10	7,28	2,35	7,65	76,49	12,03	120,27
18	Верхняя Покровка	110/35/10	2Т	10	4,20	1,24	4,38	43,79		
19	Вейделевка	110/35/10	1Т	10	2,10	0,62	2,18	21,85	5,94	59,43
20	Вейделевка	110/35/10	2Т	10	3,58	1,14	3,76	37,59		
21	Витаминный комбинат	110/6/6	1Т	40	10,30	2,46	10,59	26,48	21,10	52,74
22	Витаминный комбинат	110/6/6	2Т	40	10,21	2,48	10,51	26,26		
23	Волоконовка	110/35/10	1Т	25	7,36	1,95	7,61	30,43	18,91	75,65
24	Волоконовка	110/35/10	2Т	25	10,20	5,08	11,40	45,60		
25	Восточная	110/35/6	1Т	40	25,68	6,21	26,42	66,06	49,70	124,24
26	Восточная	110/35/6	2Т	40	22,34	6,59	23,29	58,22		
27	Голофеевка	110/35/10	1Т	10	1,56	0,55	1,65	16,55	2,34	23,37
28	Голофеевка	110/35/10	2Т	10	0,67	0,13	0,69	6,87		
29	Готня	110/10	1Т	16	3,79	1,22	3,98	24,88	9,01	56,30
30	Готня	110/10	2Т	16	4,69	1,83	5,03	31,45		
31	Грайворон	110/35/10	1Т	16	5,07	1,27	5,23	32,68	18,61	116,34
32	Грайворон	110/35/10	2Т	16	12,25	5,53	13,45	84,04		
33	Долгая Поляна	110/35/10	1Т	6,3	1,79	0,69	1,92	30,44	1,92	30,44
34	Донец	110/6/6	3Т	40	11,71	2,82	12,04	30,10	25,37	63,43
35	Донец	110/6/6	4Т	40	12,99	2,98	13,33	33,32		

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Трансформатор	S _{ном.} , МВА	P _{нагр.} , МВт	Q _{нагр.} , МВАр	S _{нагр.} , МВА	K _{загр.} , %	S _{нагр.} ПС, МВА	K _{загр.} ПС, %
36	Дубовое	110/10/10	1Т	40	10,11	1,77	10,27	25,67	21,02	52,56
37	Дубовое	110/10/10	2Т	40	10,65	1,53	10,76	26,90		
38	Журавлики	110/35/6	1Т	25	12,43	3,52	12,92	51,67	19,20	76,81
39	Журавлики	110/35/6	2Т	40	5,96	2,02	6,29	15,72		
40	Западная	110/10	1Т	16	8,60	1,08	8,67	54,16	17,44	109,03
41	Западная	110/10	2Т	16	8,69	1,23	8,78	54,87		
42	Ивня	110/35/10	1Т	10	2,27	0,75	2,39	23,87	7,02	70,23
43	Ивня	110/35/10	2Т	10	4,29	1,78	4,64	46,40		
44	Красная Гвардия	110/35/10	1Т	16	8,32	2,84	8,79	54,95	15,55	97,21
45	Красная Гвардия	110/35/10	2Т	16	6,49	1,91	6,76	42,28		
46	Казацкие Бугры	110/10/6	1Т	25	4,35	1,66	4,66	18,62	10,40	41,58
47	Казацкие Бугры	110/10/6	2Т	25	5,49	1,71	5,75	22,98		
48	Коньшино	110/35/10	2Т	3,2	0,32	0,14	0,35	10,85	0,35	10,85
49	Короча	110/35/10	1Т	16	9,59	2,72	9,97	62,30	30,36	94,89
50	Короча	110/35/10	2Т	16	13,05	4,66	13,86	86,60		
51	Короча	110/35/10	3Т	16	6,21	2,08	6,55	40,95		
52	Крапивенская	110/10	1Т	16	2,67	1,45	3,04	19,02	6,97	43,53
53	Крапивенская	110/10	2Т	16	3,60	1,58	3,93	24,55		
54	Красная Яруга	110/35/10	1Т	16	5,82	1,35	5,97	37,33	10,28	64,27
55	Красная Яруга	110/35/10	2Т	16	3,74	2,44	4,47	27,91		
56	Крейда	110/35/6	1Т	25	5,64	2,10	6,01	24,06	10,62	42,47
57	Крейда	110/35/6	2Т	25	4,27	1,72	4,60	18,42		
58	Майская	110/10/10	1Т	40	11,08	1,31	11,15	27,88	17,14	42,84
59	Майская	110/10/10	2Т	40	5,99	0,20	6,00	14,99		
60	Максимовка	110/35/10	1Т	16	4,27	1,24	4,44	27,77	7,21	45,07
61	Максимовка	110/35/10	2Т	16	2,60	0,96	2,77	17,33		
62	Нежеголь	110/10	1Т	40	3,78	1,71	4,14	10,36	7,42	18,56
63	Нежеголь	110/10	2Т	40	3,02	1,29	3,28	8,20		
64	Новый Оскол	110/35/10	1Т	31,5	10,82	3,40	11,35	36,02	18,52	74,07
65	Новый Оскол	110/35/10	2Т	25	6,96	1,78	7,18	28,72		
66	Обуховская	110/10/10	1Т	25	0,00	0,00	0,00	0,00	2,06	8,24
67	Обуховская	110/10/10	2Т	25	2,04	0,29	2,06	8,24		
68	Оросительная	110/35/10	1Т	16	9,07	2,81	9,50	59,37	15,74	98,35
69	Оросительная	110/35/10	2Т	16	6,14	1,23	6,26	39,12		
70	Очистные	110/6	1Т	16	1,63	0,86	1,85	11,53	4,71	29,45
71	Очистные	110/6	2Т	16	2,70	0,99	2,88	17,98		
72	Пищепром	110/10/6	1Т	25	3,93	0,82	4,01	16,05	8,89	35,56
73	Пищепром	110/10/6	2Т	25	4,80	0,89	4,88	19,51		
74	Промышленная	110/10/10	1Т	25	9,70	4,92	10,88	43,51	17,20	68,80
75	Промышленная	110/10/10	2Т	25	5,96	2,19	6,35	25,40		
76	Птицефабрика	110/10	1Т	16	5,42	2,61	6,02	37,61	12,10	75,60
77	Птицефабрика	110/10	2Т	16	5,55	2,47	6,08	37,99		
78	Пушкарная	110/10/10	1Т	40	12,15	2,98	12,51	31,27	18,97	47,42
79	Пушкарная	110/10/10	2Т	40	6,28	1,51	6,46	16,15		

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Трансформатор	S _{ном.} , МВА	P _{нагр.} , МВт	Q _{нагр.} , МВАр	S _{нагр.} , МВА	K _{загр.} , %	S _{нагр.} , ПС, МВА	K _{загр.} , ПС, %
80	Ракитное	110/35/10	1Т	16	6,99	3,14	7,66	47,89	14,17	88,53
81	Ракитное	110/35/10	2Т	16	5,83	2,89	6,51	40,66		
82	Ровеньки	110/35/10	1Т	16	6,19	2,31	6,60	41,27	6,60	41,27
83	Рудник	110/35/6	1Т	25	7,16	3,85	8,13	32,52	18,66	74,65
84	Рудник	110/35/6	2Т	25	9,42	4,72	10,53	42,14		
85	Северная	110/10/10	1Т	40	9,48	1,75	9,64	24,11	22,09	55,23
86	Северная	110/10/10	2Т	40	12,23	2,33	12,45	31,12		
87	Серебрянка	110/35/10	1Т	10	1,13	0,32	1,18	11,75	1,18	11,75
88	Скородное	110/35/10	1Т	16	5,43	1,90	5,75	35,96	12,64	78,97
89	Скородное	110/35/10	2Т	16	6,55	2,12	6,88	43,01		
90	Старый Оскол-1	110/35/6	1Т	25	12,21	3,95	12,83	51,32	22,68	50,41
91	Старый Оскол-1	110/35/6	2Т	20	1,67	0,72	1,82	9,08		
92	Старый Оскол-1	110/6/6	3Т	25	7,68	2,40	8,05	32,19		
93	Стрелецкая	110/35/10	1Т	16	3,89	0,17	3,89	24,30	11,99	74,97
94	Стрелецкая	110/35/10	2Т	16	8,01	1,36	8,13	50,79		
95	Строитель	110/6	1Т	15	7,02	2,28	7,38	49,20	12,61	84,04
96	Строитель	110/6	2Т	15	4,95	1,69	5,23	34,85		
97	Томаровка	110/35/10	1Т	16	11,10	3,82	11,74	73,35	17,66	110,37
98	Томаровка	110/35/10	2Т	16	5,71	1,60	5,93	37,07		
99	Химзавод	110/6/6	1Т	32	9,15	3,84	9,92	31,00	20,41	63,78
100	Химзавод	110/6/6	2Т	32	9,78	3,79	10,49	32,78		
101	Центральная	110/10/10	1Т	40	10,98	0,85	11,01	27,53	24,16	60,40
102	Центральная	110/10/10	2Т	40	13,04	1,75	13,16	32,89		
103	Черемошное	110/35/10	1Т	25	12,70	4,45	13,46	53,84	17,59	70,36
104	Черемошное	110/35/10	2Т	25	3,79	1,66	4,14	16,56		
105	Чернянка	110/35/10	1Т	16	9,61	3,98	10,40	64,98	18,37	114,80
106	Чернянка	110/35/10	2Т	16	7,49	2,73	7,98	49,84		
107	Шебекино	110/35/6	1Т	40	16,46	5,79	17,44	43,61	30,10	75,24
108	Шебекино	110/35/6	2Т	40	11,71	4,83	12,66	31,66		
109	Шеино	110/10	1Т	10	1,17	0,25	1,20	11,96	4,38	69,51
110	Шеино	110/10	2Т	6,3	3,09	0,76	3,18	50,53		
111	Южная	110/10/6	1Т	40	19,73	4,26	20,18	50,45	41,10	102,75
112	Южная	110/10/6	2Т	40	20,47	4,30	20,92	52,29		

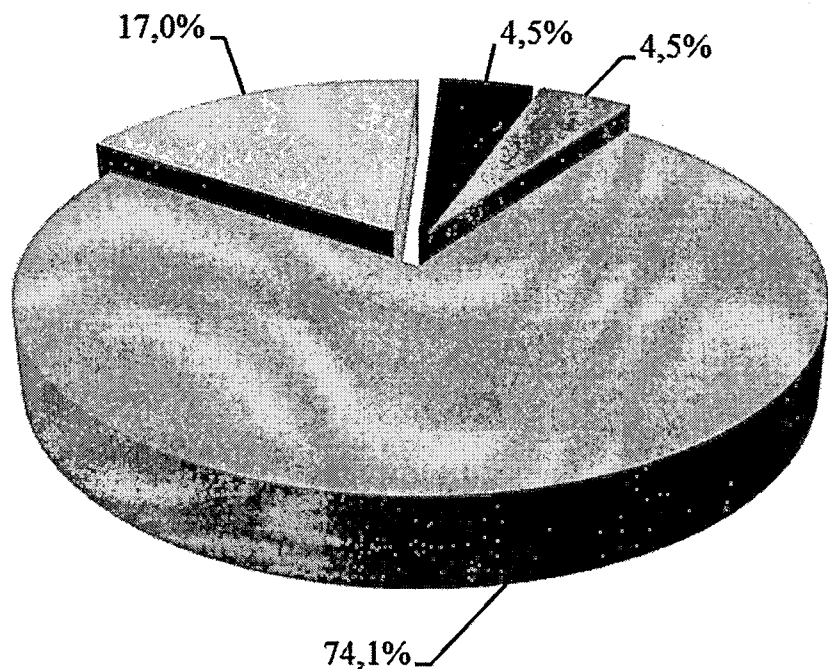
На рисунке 3.3 приведена структура загрузки автотрансформаторов 220-750 кВ и силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ, находящихся на балансе электросетевых компаний Белгородской энергосистемы в режимный день зимнего максимума 2016 года.

Структура загрузки автотрансформаторов на ПС 330-750 кВ



- До 10% от Sном. ■ От 10% до 50% от Sном.
 ■ От 50% до 70% от Sном. ■ 70% и более от Sном.

Структура загрузки силовых трансформаторов на ПС 110 кВ



- До 10% от Sном. ■ От 10% до 50% от Sном.
 ■ От 50% до 70% от Sном. ■ 70% и более от Sном.

Рисунок 3.3. Структура загрузки автотрансформаторов 220-750 кВ и силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ

Из 23 автотрансформаторов 220-750 кВ имеют нагрузку зимнего максимума:

– 10 процентов и менее – 3 штуки или 13 процентов суммарной установленной мощностью – 650 МВА;

– от 10 процентов до 50 процентов – 13 штук или 56,5 процента суммарной установленной мощностью – 4 837 МВА;

– от 50 процентов до 70 процентов – 7 штук или 30,4 процента суммарной установленной мощностью – 2 214 МВА.

В режиме n-1, при аварийном отключении одного автотрансформатора 500/110/35 кВ (АТ-3 или АТ-4), оставшийся в работе автотрансформатор на ПС 500 кВ Старый Оскол будет загружен на 112,32 процента.

Из 112 силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ имеют нагрузку зимнего максимума:

– 10 процентов и менее – 5 штук суммарной установленной мощностью 120,0 МВА;

– от 10 процентов до 50 процентов – 83 штуки суммарной установленной мощностью 1 945,0 МВА;

– от 50 процентов до 70 процентов – 19 штук суммарной установленной мощностью 438,3 МВА;

– 70 процентов и более – 5 штук суммарной установленной мощностью 83,0 МВА.

В режиме n-1, при аварийном отключении одного силового трансформатора, оставшийся в работе силовой трансформатор будет работать с нагрузкой, превышающей номинальную мощность на 9 ПС 110 кВ. Перечень данных ПС 110 кВ представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3.

ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»,
нагрузка которых превышает номинальную мощность установленного
трансформатора в режиме n-1

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	$S_{\text{ном}}$ МВА	Суммарная нагрузка ПС, МВА	в % к $S_{\text{н}}$
1	Алексеевка районная	110/35/10	25+25+25	53,72	107,45
2	Архангельское	110/35/10	10+16	12,39	123,92
3	Верхняя Покровка	110/35/10	10+10	12,03	120,27
4	Восточная	110/35/6	40+40	49,70	124,24
5	Грайворон	110/35/10	16+16	18,61	116,34
6	Западная	110/10	16+16	17,44	109,03
7	Томаровка	110/35/10	16+16	17,66	110,37
8	Чернянка	110/35/10	16+16	18,37	114,80
9	Южная	110/10/6	40+40	41,10	102,75

3.3. Основные проблемы функционирования Белгородской энергосистемы

В настоящее время существуют следующие основные проблемы в функционировании и развитии электроэнергетики на территории Белгородской области:

Белгородская энергосистема является дефицитной: по состоянию на конец 2016 года за счёт собственной выработки покрывается только 3,92 процента электропотребления. Кроме того, существует диспропорция в территориальном размещении генерации и потребления. Наибольшее потребление электроэнергии приходится на территории Губкинского и Старооскольского районов (АО «ОЭМК», АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК»), в то время как большая часть генерации сосредоточена в районе города Белгорода (Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ Луч, Мичуринская ГТ-ТЭЦ). Дефицит производства электроэнергии на территории энергосистемы Белгородской области покрывается за счет перетоков электроэнергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем. Основное количество электроэнергии поступает в область из энергосистем Воронежской, Курской и Северной энергосистемы Украины (Харьковская область).

Значительная часть сетевого и подстанционного оборудования является устаревшей. Так, например, 17 автотрансформаторов (73,91 процента) с высшим напряжением 220-750 кВ, установленных на ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 76 силовых трансформаторов (67,86 процента) с высшим напряжением 110 кВ, установленных на ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», эксплуатируются более 25 лет.

919,454 км (76,14 процента) ВЛ 220-750 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 1894,354 км (78,55 процента) ВЛ 110 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», эксплуатируются 30 и более лет.

4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области

Одним из приоритетных направлений Стратегии социально-экономического развития Белгородской области на период до 2025 года является повышение эффективности и конкурентоспособности промышленного и сельскохозяйственного производства, развитие наукоемких и конкурентоспособных производств.

Достижение стратегической цели может быть обеспечено за счет сбалансированного социально-экономического развития региона. Для этого определяются основные задачи, обеспечивающие ее реализацию:

– устойчивое инновационное развитие региона на основе сбалансированности развития экономического потенциала, социального благополучия и сохранения окружающей среды;

– повышение конкурентоспособности продукции, товаров и услуг региональных товаропроизводителей на основе развития высоких технологий и инноваций, модернизации существующих производств, обеспечивающих возможность интеграции в глобальную экономику;

– структурная диверсификация экономики региона на основе инновационного технологического перевооружения, выделения приоритетных секторов и сегментов специализации, развития новых инновационно ориентированных производств;

– формирование территориальных кластеров, позволяющих интенсифицировать экономический рост и конкурентоспособность региона в целом, индуцировать значительный прирост добавленной стоимости, в том числе и за счет мультипликативного эффекта;

– формирование и развитие модели сбалансированного пространственного развития на основе совершенствования системы расселения и размещения производительных сил, интенсивного развития агломераций, создания новых территориальных центров роста и повышения степени однородности социально-экономического развития муниципальных районов и городских округов посредством максимально полной реализации их потенциала и преимуществ;

– повышение устойчивости экономики области за счет совершенствования условий и стимулирования развития малого бизнеса и перехода его на качественно новый уровень участия в формировании валового регионального продукта;

– создание высокоэффективного конкурентоспособного сельскохозяйственного производства на основе финансовой устойчивости, модернизации и интенсификации производства, сохранения и воспроизводства используемых и других природных ресурсов.

Целью региональной энергетической политики является создание устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения региональной энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов. Среди проблем регионального энергетического комплекса выделяется значительный уровень диспропорций между обеспеченностью региона энергоресурсами и структурой его потребления, тенденция старения основных фондов сетей и электрооборудования.

Достижение указанной цели требует решения следующих основных задач:

– преодоление тенденции старения основных фондов сетей и электрооборудования, увеличение масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению (замена устаревшего сетевого и подстанционного оборудования);

– ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов электрических сетей за допустимые границы (недостаточная пропускная способность (авто-) трансформаторов в узлах; диспропорции в территориальном размещении генерации и потребления; обеспечение уравновешенного баланса активной и реактивной мощности для обеспечения энергоснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества; обеспечение резервов активной и реактивной мощности, обеспечивающих в складывающихся условиях режимов энергосистемы, восстановление нормального режима работы после аварийных возмущений);

– повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;

– создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы;

– разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях;

– повышение пропускной способности сети.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2018–2022 годов

4.2.1. Прогноз спроса на электроэнергию

Согласно проекту «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы» в Белгородской энергосистеме прогнозируется ежегодное увеличение электропотребления с 15 215,8 млн кВт·ч в 2016 году до 16 169 млн кВт·ч в 2022 году, среднегодовой прирост за весь период составит 1,02 процента.

Прогноз спроса на электроэнергию по энергосистеме Белгородской области, представленный в СИП ЕЭС России, приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Прогноз спроса на электроэнергию по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз						Средне- довой прирост, %
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Прогноз спроса на электроэнергию, млн кВт·ч	15 215,8	15 307	15 487	15 661	15 868	16 007	16 169	1,02
Изменение к предыдущему году, млн кВт·ч	326,2	91,2	180,0	174,0	207,0	139,0	301,0	
Относительный прирост к предыдущему году, %	2,2	0,6	1,2	1,1	1,3	0,9	1,0	

В таблице 4.2 приведен прогноз спроса на электроэнергию, предлагаемый Правительством Белгородской области.

Таблица 4.2

Прогноз спроса на электроэнергию по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз						Среднего- довой прирост, %
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Прогноз спроса на электроэнергию, млн кВт·ч	15 215,8	15 307	15 787	15 803	15 868	16 007	16 169	1,02
Изменение к предыдущему году, млн кВт·ч	326,2	91,2	480,8	15,8	64,5	139,0	301,0	
Относительный прирост к предыдущему году, %	2,2	0,6	3,1	0,1	0,4	0,9	1,0	

4.2.2. Прогноз максимума нагрузки

Согласно СиПР ЕЭС России приводится прогноз собственного максимума нагрузки энергосистемы Белгородской области.

Прогнозируется ежегодное увеличение максимума нагрузки с 2 219 МВт в 2016 году до 2 302 МВт в 2022 году, что на 3,74 процента больше, чем в 2016 году, среднегодовое увеличение максимума нагрузки – 0,62 процента.

Прогноз максимума нагрузки по энергосистеме Белгородской области приведен в таблице 4.3.

На рисунке 4.1 представлены динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии по Белгородской энергосистеме на 2017 – 2022 годы.

Таблица 4.3

Прогноз максимума нагрузки по энергосистеме Белгородской области

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост, %
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Максимум нагрузки, МВт	2 219	2 197	2 218	2 237	2 250	2 276	2 302	0,62
Изменение к предыдущему периоду, МВт	76	-22	21	19	13	26	52	
Темпы прироста, %	3,54	-0,99	0,96	0,86	0,58	1,16	1,14	

Прогноз максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме, МВт



Прогноз спроса на электроэнергию по энергосистеме Белгородской области, млн. кВт·ч



Рисунок 4.1. Прогноз максимума нагрузки и спроса на электроэнергию в Белгородской энергосистеме

4.3. Структура перспективных балансов мощности и электрической энергии Белгородской энергосистемы

Структура перспективных балансов мощности и электрической энергии по энергосистеме Белгородской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции с высокой вероятностью реализации приведены в таблице 4.4 и 4.5 соответственно.

Таблица 4.4.

Структура перспективных балансов мощности по Белгородской энергосистеме

Показатель	2016 (факт)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность (собственный максимум), МВт	2 219	2 197	2 218	2 237	2 250	2 276	2 302
Покрытие (установленная мощность), МВт	251,0	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0
Дефицит мощности, МВт	1 968	1 931	1 952	1 971	1 984	2 010	2 036
в том числе:							
АЭС	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	251,00	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0
ВИЭ ²	0,00	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Доля собственных станций, %	11,31%	12,11%	11,99%	11,89%	11,82%	11,69%	11,56%

Таблица 4.5.

Структура перспективных балансов электрической энергии по Белгородской энергосистеме

Показатель	2016 (факт)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность (потребление электрической энергии), млн кВт·ч	15 215,8	15 307,0	15 487,0	15 661,0	15 868,0	16 007,0	16 169,0
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	596,60	812,24	812,00	812,00	812,00	812,24	812,24
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	596,60	785,24	785,00	785,00	785,00	785,24	785,24
ВИЭ ²		27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00
Сальдо перетоков электрической энергии *, млн кВт·ч	14 619,2	14 494,7	14 675,0	14 849,0	15 056,0	15 194,7	15 356,7
Доля производства собственными станциями, %	3,92%	5,31%	5,24%	5,18%	5,12%	5,07%	5,02%

* (-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии

Структура балансов мощности и электрической энергии в Белгородской энергосистеме изображены на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2. Структура балансов мощности и электрической энергии в Белгородской энергосистеме

4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области

В 2017 году на территории Ровеньского района запланирован ввод в эксплуатацию солнечной электростанции «Рудник» мощностью 15 МВт⁹.

По данным крупных генерирующих компаний региона (электростанции мощностью более 5 МВт), на текущий момент в рассматриваемый период (2018 – 2022 годы) ввод в эксплуатацию, демонтаж или консервация генерирующего оборудования не планируется.

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих электростанций Белгородской области приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.6.

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих электростанций Белгородской области, МВт

Электростанции	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ВСЕГО, в том числе:	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0
ГТ ТЭЦ	156	156	156	156	156	156
ТЭЦ	29	29	29	29	29	29
ТЭЦ сахарных заводов	66	66	66	66	66	66

В соответствии с распоряжением Правительства Белгородской области от 08 декабря 2014 года № 574-рп «Об утверждении Концепции развития малой распределённой энергетики Белгородской области до 2025 года» структура генерирующих электрических мощностей, количество установок и их суммарная электрическая мощность, которая планируется к созданию до 2025 года, в разрезе муниципальных образований Белгородской области представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Структура генерирующих электрических мощностей на территории Белгородской области

№ п/п	Муниципальное образование	Тип генерирующих установок											
		ГТУ и ПГУ		ГПУ		Микро турбины газовые		ВИЭ				На сахарных заводах	
		шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт	На основе отходов АПК		иные		шт.	МВт
						шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт
1	Алексеевский район и г. Алексеевка			5	20,00	4	0,24	4	10,10				
2	г. Белгород	4	90,60	5	20,00	4	0,24						

⁹ Проект СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы

№ п/п	Муниципальное образование	Тип генерирующих установок											
		ГТУ и ПГУ		ГПУ		Микро турбины газовые		ВИЭ				На сахарных заводах	
		шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт	шт.	МВт
3	Белгородский район	2	91,10	14	47,50	5	0,30	10	22,10				
4	Борисовский район			3	12,00	1	0,06	2	4,70				
5	г. Валуйки и Валуйский район			5	20,00	3	0,18	7	13,80	1	5,00		
6	Вейделевский район			1	2,00	3	0,18	3	3,10				
7	Волоконовский район			3	12,00	1	0,06	7	15,80				
8	Грайворонский район			4	12,00	1	0,06	4	8,50				
9	Губкинский городской округ	1	72,00	1	4,00	3	0,20	4	8,20				
10	Ивнянский район			9	38,70	1	0,06	5	11,50				
11	Корочанский район			2	6,00	3	0,18	7	15,70				
12	Красненский район			1	2,00	1	0,06	1	1,00				
13	Красногвардейский район	1	90,00	1	4,00	3	0,18	4	10,50				
14	Краснояржский район			1	4,00	1	0,06	3	7,20				
15	Новооскольский район			3	12,00	3	0,18	3	7,50				
16	Прохоровский район			4	20,00	2	0,12	5	11,00				
17	Ракитянский район			1	10,00	4	0,30	5	12,50				
18	Ровеньский район			1	2,00	2	0,12	2	5,30	1	15,00		
19	Старооскольский городской округ	1	80,00	6	30,00	5	0,30	7	16,10				
20	Чернянский район			1	2,00	1	0,06	3	6,70				
21	Шебекинский район и г. Шебекино			6	40,00	3	0,18	10	23,20				
22	Яковлевский район			1	4,00	3	0,18	4	8,80	1	5,00		
	Итого	9	423,70	78	324,20	57	3,50	100	223,30	3	25,00		

4.5. Прогноз технологических присоединений

Данные о полученных заявках, выданных технических условиях и действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС представлены в таблице 4.8.

**Заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала
ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС**

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Точка подключения	Год ввода
1	ПАО «МРСК Центра»	10,807	ПС 330 кВ Белгород (ОРУ 110 кВ), ПС 330 кВ Фрунзенская (ОРУ 110 кВ)	2017
2	ПАО «МРСК Центра»	14,454	ПС 500 кВ Старый Оскол (ОРУ 110 кВ)	2018
3	АО «ЛГОК»	200,000	ПС 750 кВ Металлургическая (ОРУ 330 кВ); ПС 500 кВ Старый Оскол (ОРУ 110 кВ); ПС 330 кВ Губкин (ОРУ 330 кВ, ОРУ 110 кВ); ПС 330 кВ Белгород (ОРУ 330 кВ)	
4	ОАО «Комбинат КМАруда»	35,000	ПС 330 кВ Губкин (ОРУ 110 кВ)	2017
5	ОАО «СГОК»	37,000	ПС 500 кВ Старый Оскол (ОРУ 110 кВ)	2017
6	ОАО «СГОК»	21,000	ПС 500 кВ Старый Оскол (ОРУ 110 кВ), ПС 330 кВ Губкин (ОРУ 110 кВ)	2020
7	ОАО «СГОК»	15,000	ПС 500 кВ Старый Оскол (ОРУ 110 кВ)	
8	ООО «Изовол Агро Плюс»	73,900	ПС 330 кВ Белгород (ОРУ 110 кВ)	2020
9	ООО «Тепличный Комплекс Блогорья»	70,000	ПС 330 кВ Белгород (ОРУ 110 кВ)	2020
10	ООО «Гринхаус»	88,000	ПС 500 кВ Старый Оскол (ОРУ 110 кВ)	2018

В работе находятся 11 заявок на технологическое присоединение суммарной максимальной мощностью 643,161 МВт.

В филиале ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» на исполнении находятся 2 278 договоров технологического присоединения¹⁰ электроустановок юридических и физических лиц к электрическим сетям на общую мощность 148,17 МВт, в том числе срок исполнения которых истекает в 2017 году – 119,73 МВт и в 2018 году – 28,34 МВт.

С начала 2017 года в филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» подано 2 796 заявок на технологическое присоединение электроустановок юридических и физических лиц суммарной максимальной мощностью 99,655 МВт.

¹⁰ По состоянию на 15.02.2017 г.

В таблице 4.9 приведены данные о полученных заявках на технологическое присоединение¹¹ электроустановок потребителей к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» (юридических лиц) максимальной мощностью более 150 кВт.

Таблица 4.9

**Заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала
ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»**

№ п/п	Наименование заявителя	Место расположения объекта присоединения	Объект присоединения	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Точка подключения
1	ОАО УК «Белфарма»	Яковлевский район, южнее х. Жданов, вдоль автодороги Москва-Крым	Производственные здания объекта Биофарм Кластер «Магнус»	0,63	2018	ПС 35/10 кВ Гостищево (РУ 10 кВ)
2	ООО «Завод металлических сеток»	г. Белгород, ул. Рабочая, 30	КТП ООО «ЗМС»	0,25	2018	ПС 110/6/6 кВ Витаминный комбинат (РУ 6 кВ)
3	ОГБУ «УКС Белгородской области»	Волоконовский район, п. Волоконовка, ул. Лазаренко, 2 а	Строительство детского сада «Теремок»	0,18	2018	ПС 110/35/10 кВ Волоконовка (РУ 10 кВ)
4	ОГБУ «УКС Белгородской области»	г. Новый Оскол, ул. Оскольская, 7	ВРУ 1, ВРУ 2, Школа № 2	0,25	2018	ПС 110/35/10 кВ Новый Оскол (РУ 10 кВ)
5	ООО «Разумное Траст»	Белгородский район, с. Севрюково, ул. Заречная	КТП-10/0,4 кВ 630 кВА	0,52	2018	ПС 35 кВ Беловская (РУ 10 кВ)
6	ЗАО «Корочанский плодопитомник»	Корочанский район, вблизи села Поповка	ВРУ 0,4 кВ насосной станции № 3	0,22	2018	ПС 110/35/10 кВ Короча (РУ 10 кВ)
7	Почаевская СОШ МОУ	Грайворонский район, с. Почаево, ул. Кирова, 1-а	ВРУ 0,4 кВ школы	0,18	2018	ПС 35/10 кВ Дорогощ (РУ 10 кВ)
8	ОАО «Союз парфюмепром»	г. Алексеевка, ул. Заводская, 7	КТП-1600/10/0,4 кВ	1,20	2019	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка (РУ 10 кВ)
9	ООО «САТЕЛЛИТ-Н»	Белгородский район, п. Северный, промпарк «Северный»	ВРУ-0,4 кВ производственного корпуса № 23 в зоне ПС 110 кВ	0,19	2018	ПС 110/10/10 кВ Северная (РУ 10 кВ)
10	ООО «Росэнерго учет»	Белгородский район, п. Северный 1-й, ул. Березовая, 1/11	Производственный корпус № 10 в промышленном парке «Северный»	0,50	2018	ПС 110/10/10 кВ Северная (РУ 10 кВ)

¹¹ По состоянию на 15.02.2017 г.

№ п/п	Наименование заявителя	Место расположения объекта присоединения	Объект присоединения	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Точка подключения
11	ООО «Шебекинский лакокрасочный завод «Краски Белогорья»	Шебекинский район, г. Шебекино, ул. Нежуры, 157	КТП 6/0,4 кВ	0,32	2018	ПС 110/35/6 кВ Шебекино (РУ 6 кВ)
12	ООО «Станкосервис ремонт»	г. Белгород, ул. К. Заслонова, 88	КТП 6/0,4 кВ	0,30	2018	ПС 110/35/6 кВ Крейда (РУ 6 кВ)
13	ООО «Белгород ДорСтрой»	Красногвардейский район, с. Засосна, ул. Ленина	КТП 10/0,4	0,32	2018	ПС 110/35/10 кВ Красногвардейское (РУ 10 кВ)
14	ООО «Нью Лайф»	г. Старый Оскол, мкр. Рождественский, 6	Многофункциональный центр	0,17	2018	ПС 110/10/10 кВ Центральная (РУ 10 кВ)
15	ООО «КМАстрой»	Губкинский район, г. Губкин, с/т «Горняк-Мичуринец» уч. 256, 257, 392, 402	4 жилых дома	0,20	2018	ПС 35/6 кВ Журавлики (РУ 6 кВ)
16	Худойнатов Валерий Юрьевич ИП глава КФХ	Борисовский район, с. Зозули, ул. Локинская, 83 В	Молочный цех	0,25	2018	ПС 35/10 кВ Зозули (РУ 10 кВ)
17	«Шанс» КФХ	Яковлевский район, с. Сажное	ВРУ цеха по переработке молока	0,16	2018	ПС 110/35/10 кВ Сажное тяговая (РУ 10 кВ)
18	ООО «Тепличный комбинат «БелгородАгро»	Старооскольский район, вблизи Городищенского сельского поселения	Тепличный комбинат	18,00	2019	ПС 110/10 кВ Обуховская (РУ 10 кВ)
19	ОАО «Дирекция по развитию промышленных зон»	Белгородский район, п. Северный, зона действия ПС 110 кВ	ВРУ производственного корпуса № 6, промпарк «Северный»	0,25	2018	ПС 110/10/10 кВ Северная (РУ 10 кВ)
20	МАУ ДО СДЮСШОР «Золотые перчатки»	г. Старый Оскол, мкр. Звездный, 13	Плавательный бассейн	0,17	2018	ПС 110/10/6 кВ Казацкие Бугры (РУ 10 кВ)
21	ООО «Гринхаус»	Старооскольский район, Котовское сельское поселение	КРУ 10 кВ собственных нужд – 1 шт., трансформаторы собственных нужд	2,00	2019	ПС 35/10 кВ Котово (РУ 10 кВ)
22	ООО «НТЦ «Магнис»	Белгородский район, п. Северный, промпарк Северный	ВРУ 0,4 кВ производственного корпуса в зоне действия ПС 110 кВ	0,19	2018	ПС 110/10/10 кВ Северная (ЗРУ 10 кВ)

№ п/п	Наименование заявителя	Место расположения объекта присоединения	Объект присоединения	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Точка подключения
23	ООО «Цветущий сад»	Грайворонский район, в 300 м по направлению на юго-запад относительно автодороги Белгород – Ахтырка	Комплекс объектов на земельном участке Консольно моноблочные насосы	0,30	2018	ПС 110/35/10 кВ Грайворон (РУ 10 кВ)
24	ФГБУ Управление «Белгород мелиоводхоз»	Корочанский район, в границах Бехтеевского сельского поселения	Блочно-модульная насосная станция заводского изготовления	1,03	2019	ПС 110/35/10 кВ Короча (РУ 10 кВ)
25	Тулинова Галина Викторовна ИП	г. Старый Оскол, ул. Первой Конной Армии, 27	Нежилое здание	1,50	2019	ПС 35/6 кВ Старый Оскол-2 (РУ 6 кВ)
26	ООО «ПРОМ ГРУПП»	Шебекинский район, г. Шебекино, ул. А.Матросова, 14	Производственная база	0,43	2018	ПС 110/6/6 кВ Химзавод (РУ 6 кВ)
27	ООО «Белогорье и К»	Корочанский район, г. Короча, ул. Белогорская, 36	ВРУ № 1 оборудования нового варочного цеха	0,40	2018	ПС 110/35/10 кВ Короча (РУ 10 кВ)
28	СНТ «Мелиоратор 2»	Белгородский район, садоводческое товарищество «Мелиоратор-2», ПМК-2 управление строительства «Белгородводстрой» АО «Красный Октябрь»	Бытовые приборы 46 садовых домиков	0,25	2018	ПС 110/10/10 кВ Северная (РУ 10 кВ)
29	Садоводческое товарищество Автомобилист	Белгородский район, в районе поселка Комсомольский, на землях колхоза имени Горина	ВРУ	0,45	2018	ПС 35/10 кВ Новая Деревня (РУ 10 кВ)
30	Романов Кирилл Петрович	Чернянский район, пгт. Чернянка, ул. Волотовская, 4д	ВРУ тепличного комплекса	0,46	2018	ПС 110/10 кВ Птицефабрика (РУ 10 кВ)
31	ООО «Гринхаус»	Старооскольский район, Котовское сельское поселение	КТПН 250 кВА	0,25	2018	ПС 35/10 кВ Котово (РУ 10 кВ)

№ п/п	Наименование заявителя	Место расположения объекта присоединения	Объект присоединения	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Точка подключения
32	ООО «РГК»	г. Старый Оскол, Южная объездная дорога	Автомобильная станция	0,39	2018	ПС 110/6 кВ Очистные (РУ 6 кВ)
33	ООО «Ивановка»	г. Старый Оскол, мкр. Ольминского, 12	Нежилое здание	0,19	2018	ПС 110/10/10 кВ Промышленная (РУ 10 кВ)
34	ООО «Белдорстрой»	Новооскольский район, г. Новый Оскол, переулок Кооперативный	КТП 10/04 кВ	0,40	2018	ПС 110/35/10 кВ Новый Оскол (РУ 10 кВ)
35	ООО «ЭЛКИР»	Белгородский район, п. Майский, ул. Кирова, 9	ВРУ-0,4 кВ	0,23	2018	ПС 110/10/10 кВ Майская (РУ 10 кВ)
36	ОАО «Оскол нефтеснаб»	г. Старый Оскол, проспект Губкина, 4	АГНКС	0,28	2018	ПС 110/10/6 кВ Казачьи Бугры (РУ 10 кВ)
37	ООО «Научно-образовательный центр «Бирюч»	Красногвардейский район, с. Малобыково	Горнолыжный комплекс	0,40	2018	ПС 110/35/10 кВ Красногвардейское (РУ 10 кВ)
38	ООО «Радуга»	г. Белгород, ул. Дорогобуженская – ул. Разуменская	Рекреационная зона семейного отдыха 5 озер	0,21	2018	ПС 110/35/6 кВ Восточная (РУ 6 кВ)
39	ООО «СРЦ «Алые Паруса»	г. Белгород, ул. Песчаная	База отдыха «Алые паруса-2»	0,35	2018	ПС 110/6/6 кВ Витаминный комбинат (РУ 6 кВ)
40	ООО «Ортобел Р»	г. Белгород, ул. Песчаная	ВРУ реабилитационного центра	0,23	2018	ПС 110/6/6 кВ Витаминный комбинат (РУ 6 кВ)
41	ООО «Белгородский аквапарк»	Белгородский район, пгт. Разумное	Электронагреватели, электродвигатели, освещение	2,00	2019	ПС 110/6/6 кВ Витаминный комбинат (РУ 6 кВ)
42	ООО «Русарго Молоко»	Чернянский район, с. Ездочное, ул. Крупской	ВРУ «МТК Ездочное»	0,24	2018	ПС 110/35/10 кВ Чернянка (РУ 10 кВ)
43	ООО «РГК»	Губкинский район, г. Губкин, ш. Воронежское	Автомобильный газонаполнительный комплекс	0,31	2018	ПС 35/6 кВ Западная (РУ 6 кВ)
44	ОГБУ «УКС Белгородской области»	Яковлевский район, п. Яковлево	Приборы оповещения о пожаре, систем охранного телевидения, компьютерное оборудование	0,23	2018	ПС 110/35/6 кВ Рудник (РУ 6 кВ)

№ п/п	Наименование заявителя	Место расположения объекта присоединения	Объект присоединения	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Точка подключения
45	ООО «Русагро Инвест»	Волоконовский район, с. Покровка	Мастерская	0,20	2018	ПС 35/10 кВ Покровка (РУ 10 кВ)
46	Колхоз имени Горина	Белгородский район, с. Бессоновка	РП 10 кВ «Колос»	0,30	2018	ПС 35/10 кВ Бессоновка (РУ 10 кВ)
47	Лемтюгин Валерий Николаевич	Волоконовский район, пгт. Волоконовка, ул. Горького, 82	Производственная база	0,17	2018	ПС 110/35/10 кВ Волоконовка (РУ 10 кВ)
48	Администрация Белянского сельского поселения	Борисовский район, с. Бельное, ул. Бельная, 73	Центр культурного развития	0,16	2018	ПС 35/10 кВ Зозули (РУ 10 кВ)
49	ОГАОУ «Борисовский агромеханический техникум»	Борисовский район, пгт. Борисовка	ВРУ-1, ВРУ-2	0,17	2018	ПС 110/35/10 кВ Борисовка (РУ 10 кВ)
50	ОГБУ «УКС Белгородской области»	Борисовский район, с. Октябрьская Готня, ул. Совхозная	Строительство культурно-оздоровительного центра	0,21	2018	ПС 35/10 кВ Крюково (РУ 10 кВ)

4.6. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы

Основные направления развития сети 110 кВ связаны:

- с повышением надежности электроснабжения потребителей;
 - с обеспечением технической возможности подключения новых потребителей согласно поданным заявкам на технологическое присоединение;
 - с ликвидацией недостаточной пропускной способности трансформаторов и линий электропередачи;
 - с заменой морально и физически изношенного оборудования.
- В таблице 4.10 приведён перечень рекомендуемых к строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период.

Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов на территории Белгородской области на 2017 – 2022 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС					
1	ПС 330 кВ Белгород (комплексная реконструкция) ¹⁾	2019	330	500 (-35) МВА	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей (тепличные комплексы ООО «Изовол Агро» и ООО «Тепличный комплекс Белогорья»), СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы
2	ПС 330 кВ Губкин (комплексная реконструкция) ¹⁾	2017	330	600 (-50) МВА	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей, ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы
3	Реконструкция ПС 500 кВ Старый Оскол с установкой дополнительного автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА ¹⁾	2017 ¹²	500	1752 (+250) МВА	Обеспечение технологического присоединения ОАО «Стойленский ГОК» и ООО «Гринхаус», СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы
4	Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 ¹⁾	2018	500	92 км	Обеспечение выдачи мощности блока № 2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2, СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы
5	Реконструкция ПС 330 кВ Белгород (новая площадка) ²⁾ с установкой 4-х линейных ячеек 110 кВ	2020	330	250 (+0)	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ «ИзоволАгро плюс» и «Тепличный комплекс «Белогорье»
1)	Предусмотрено проектом «Схема и программа развития ЕЭС России на 2017-2023 годы»				
2)	Не предусмотрено проектом «Схема и программа развития ЕЭС России на 2017-2023 годы»				

¹² Согласно утвержденному проекту инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 – 2020 годы, окончание реализации проекта «Расширение ПС 500 кВ Старый Оскол». Установка АТ-5 500/110 кВ запланировано на 2019 год.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»					
6	Реконструкция ПС 110/10 кВ Шеино (замена силового трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА, реконструкция ОРУ 110 кВ с установкой секционного выключателя 110 кВ, установка двух ячеек 10 кВ)	2017	110	20 (+3,7) МВА	Обеспечение технологического присоединения ООО «Молочная компания «Северский Донец», СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы
7	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня	2017	110	42,0 км	Превышение нормативного срока службы
8	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Белгород – Авторемзавод с отпайками	2017	110	14,71 км	Превышение нормативного срока службы
9	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Западная – Авторемзавод	2017	110	3,69 км	Превышение нормативного срока службы
10	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Белгород-330 – ГТУ ТЭЦ Луч	2017	110	7,67 км	Превышение нормативного срока службы
11	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч - Черемошное	2017	110	28,73 км	Превышение нормативного срока службы
12	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава	2017	110	26,64 км	Превышение нормативного срока службы
13	Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Пушкарная (замена ОД-КЗ на ЭВ 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ТН-110 кВ, установка нового ЗРУ 10 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока и устройства РЗА, ТМ и ТК без изменения трансформаторной мощности)	2017	110	80 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
14	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 110/10/10 кВ Пушкарная	2017	110		В рамках реконструкции ПС 110/10/10 кВ Пушкарная
15	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар (замена МВ 35 кВ на элегазовые, устройств РЗА без изменения трансформаторной мощности)	2017	110	26 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
16	Реконструкция ПС 110/35/6 Шебекино (устройства РЗА, установка ДГК 35 кВ в связи со строительством КЛ 35 кВ Муром - Новая Таволжанка без изменения трансформаторной мощности)	2017	110	80 (+0) МВА	В связи со строительством КЛ 35 кВ Муром - Новая Таволжанка
17	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Черемошное (устройства РЗА, установка ДГК 35 кВ в связи со строительством КЛ 35 кВ Муром - Новая Таволжанка, без изменения трансформаторной мощности)	2017	110	50 (+0) МВА	В связи со строительством КЛ 35 кВ Муром - Новая Таволжанка
18	Реконструкция ПС 35/10 кВ Малиновка в ПС 110/35/10 кВ с организацией ОРУ 110 кВ и заменой силовых трансформаторов 2х10 на 2х16 МВА	2017	110	32 (+12) МВА	Обеспечение технологического присоединения комплекса по забою птицы замкнутого цикла ООО «Белгранкорм», СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
19	Строительство ВЛ 110 кВ от опоры № 136 ВЛ 110 кВ Томаровка – Красная Яруга до ПС 110/35/10 кВ Малиновка; строительство ВЛ 110 кВ от опоры № 73 ВЛ 110 кВ Томаровка – Красная Яруга до ПС 110/35/10 кВ Малиновка (подвеска ВОЛС на ВЛ 110 кВ Готня – Малиновка)	2017	110	2×3,4 км	Обеспечение временной схемы подключения ПС 110/35/10 кВ Малиновка в расщепку существующей ВЛ 110 кВ Томаровка – Красная Яруга
20	Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная (замена силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2×16 МВА на 110/10/6 кВ мощностью 2×25 МВА)	2018	110	50 (+18) МВА	Ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, повышение надежности электроснабжения, СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы
21	Строительство ПС 110/10 кВ Ватутинская	2018	110	12,6 (+12,6) МВА	Обеспечение технологического присоединения военного городка
22	Строительство ПС 110/10 кВ Котел-110	2018	110	50 (+50) МВА	Обеспечение технологического присоединения вагонно-колесной мастерской и оскольского тепличного комбината
23	Строительство ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская – Волоконовка	2018	110	2×5,5 км	Обеспечение технологического присоединения военного городка
24	Строительство ВЛ 110 кВ Голофеевка – Котел-110	2018	110	2×21,5 км	Обеспечение технологического присоединения вагонно-колесной мастерской и оскольского тепличного комбината

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
25	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон (замена силовых трансформаторов 2×16 на 2×25 МВА)	2018	110	50 (+18) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, повышение надежности электроснабжения
26	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Белгород – Сажное	2018	110	37,05 км	Превышение нормативного срока службы
27	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Сажное – Александровка	2018	110	25,76 км	Превышение нормативного срока службы
28	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Белгород – Южная цепь 1	2018	110	6,5 км	Превышение нормативного срока службы
29	Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод (замена МВ 110 кВ на элегазовые, устройств РЗА, без изменения трансформаторной мощности)	2018	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
30	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Александровка (замена МВ 35 кВ на элегазовые, монтаж ячейки 35 кВ для подключения ВЛ 35 кВ Александровка – Гостицево без изменения трансформаторной мощности)	2018	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
31	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка (замена МВ 110 кВ на элегазовые без изменения трансформаторной мощности)	2018	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
32	Комплексная реконструкция ПС 110/10 кВ Готня (замена масляных выключателей 10 кВ на вакуумные и 110 кВ на элегазовые без изменения трансформаторной мощности)	2018	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
33	Комплексная реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики (замена МВ 35 кВ на элегазовые, устройств РЗА без изменения трансформаторной мощности)	2018	110	65 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
34	Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская (организация РУ 35 кВ, замена силовых трансформаторов 110/10/10 кВ на силовые трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА, монтаж ДГК 10 кВ)	2018	110	80 (+0) МВА	Ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы (транзит 35 кВ Восточная - Черемошное с изменением конфигурации сети), СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы.
35	Реконструкция ПС 110 кВ Коньшино (замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели без изменения трансформаторной мощности)	2019	110	3,2 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
36	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Валуйки – Палатовка	2019	110	30,1 км	Превышение нормативного срока службы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
37	Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная (замена ОД-КЗ на ЭВ 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ТН-110 кВ, установка нового ЗРУ 10 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока и устройства РЗА, ТМ и ТК без изменения трансформаторной мощности)	2019	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
38	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское (замена силового трансформатора 10 МВА на 16 МВА, замена МВ 35 и 110 кВ на элегазовые, устройств РЗА. Установка системы постоянного оперативного тока)	2019	110	32 (+6) МВА	Ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
39	Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные (замена МВ 6 кВ на вакуумные без изменения трансформаторной мощности)	2019	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
40	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча с переносом ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10 (ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, ОРУ 35 кВ по схеме № 35-9, ЗРУ 10 кВ в БМЗ)	2019	110	80 (+32) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности, СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
41	Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Шеино – Короча и ВЛ 110 кВ Короча – Скородное для обеспечения захода ВЛ 110 кВ на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча (протяженность реконструируемого участка 2-цепного 0,47 км, 1-цепного 0,73 км)	2019	110	0,47 км + 0,73 км	В связи с переносом ПС 110/35/10 кВ Короча на новую площадку
42	Модернизация устройств РЗА на ПС 110/35/10 кВ Скородное (в рамках реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча)	2019	110		В рамках реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча
43	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель (замена двух трансформаторов ТДН-15000/110/6 на два трансформатора ТДТН-25000/110/10/6, замена МВ 110 кВ на элегазовые, установка ТТ и ТН 110 кВ с оптоволоконном, монтаж ЗРУ 10 кВ в БМЗ)	2019	110	50 (+20) МВА	Ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения, СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы
44	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная. Замена силовых трансформаторов 2×40 на 2×40 и 2×25 МВА, РУ 110, 10, 6 кВ, панелей РЗА; строительство многоэтажного здания для размещения КРУЭ 110 кВ, РУ 6 и 10 кВ	2020	110	130 (+50) МВА	Ликвидации существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения, СиПР электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы
45	Реконструкция заходов на ПС 110/10/6 кВ Южная (кабельно-воздушные заходы ЛЭП 110 кВ)	2020	110		В рамках реконструкции ПС 110/10/6 кВ Южная

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
46	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая	2020	110	22,6 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Старооскольского и Губкинского районов Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
47	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (замена провода)	2020	110	43,2 км	Превышение нормативного срока службы, повышение надежности, СИП электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы
48	ПС 110 кВ Старый Оскол-1: реконструкция ОРУ 110 кВ с изменением схемы и заменой оборудования, замена приводов РПН силовых трансформаторов, реконструкция ЗРУ 6 кВ с заменой оборудования, монтаж дуговой защиты	2021	110	50 (-20) МВА	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей г. Старый Оскол 1 и 2 категории (школы, детские сады, больницы, котельные и т.п.). Высокая степень износа оборудования ПС (в эксплуатации с 1962 года)
49	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка с заменой изоляторов, опор, грозотроса	2021	110	29,9 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Старооскольского и Чернянского районов Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
50	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	2021	110	30,4 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Старооскольского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
51	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная (замена опор)	2021	110	60,5 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Старооскольского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
52	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород-330 – Луч	2021	110	7,67 км	Превышение нормативного срока службы, повышение надежности, СИП электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы
53	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная 1 и 2 цепи	2021	110	5,4 км	Превышение нормативного срока службы
54	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка	2021	110	37,18 км	Превышение нормативного срока службы
55	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогжск	2021	110	17,2 км	Превышение нормативного срока службы
56	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка	2021	110	45,0 км	Превышение нормативного срока службы
57	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки-тяговая	2021	110	2,8 км	Превышение нормативного срока службы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
58	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка	2021	110	43,2 км	Превышение нормативного срока службы
59	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1	2021	110	21,77 км	Превышение нормативного срока службы
60	Замена грозозащитного троса на Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	2021	110	37,47 км	Превышение нормативного срока службы
61	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Казацкие Бугры	2021	110	18,56 км	Превышение нормативного срока службы
62	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Готня – Красная Яруга	2021	110	12,6 км	Превышение нормативного срока службы
63	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с отпайкой на ПС Шебекино	2021	110	35,1 км	Превышение нормативного срока службы
64	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Южная – Западная цепь 2	2021	110	12,0 км	Превышение нормативного срока службы
65	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Северная с отпайкой на ПС Стрелецкая	2021	110	14,4 км	Превышение нормативного срока службы
66	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная	2021	110	12,5 км	Превышение нормативного срока службы
67	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром	2021	110	2,8 км	Превышение нормативного срока службы
68	Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга	2021	110	70,0 км	Повышение надёжности и качества электроснабжения западного энергорайона (повышение уровня напряжения в нормальных и особенно в аварийных режимах на ПС 110 кВ Томаровка, Борисовка, Грайворон, Красная Яруга, Ракитное, Ивня), СИП электроэнергетики Белгородской области на 2017-2021 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
69	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино (замена провода, опор, грозотроса на 47,1 км 1-цепной ВЛ 110 кВ)	2022	110	47,1 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Старооскольского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
70	Реконструкция ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное (замена провода, опор, грозотроса на 35,9 км 2-х цепной ВЛ 110 кВ)	2022	110	35,9 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Белгородского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
71	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Борисовка – Зозули, в том числе ВЛ 35 кВ и КЛ 35 кВ	2017	35	9,3 км	Пункт 11 протокола поручений, данных Губернатором области на оперативном совещании с участием членов Правительства области по рассмотрению текущих вопросов, 02 июня 2014 года (Борисовский район)
72	Комплексная реконструкция ПС 35/10 кВ Беянка с размещением оборудования на новой площадке, с заходами 35 кВ и 10 кВ, установкой трансформаторов 2×6,3 МВА вместо 4+2,5 МВА	2017	35	12,6 (+6,1) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
73	Заходы ВЛ 35 кВ на ПС 35/10 кВ Белянка	2017	35		В связи с переносом ПС 35/10 кВ Белянка на новую площадку
74	Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд	2017	35	8,9 км	Необходимость выноса ВЛ 35 кВ из зоны массовой застройки микрорайонов ИЖС
75	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостицево	2017	35	40,0 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Гостицево, повышение надежности электроснабжения
76	Строительство КЛ 35 кВ Муром – Новая Таволжанка	2017	35	17,5 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Муром и ПС 35/10 кВ Новая Таволжанка
77	Реконструкция ПС 35/10 кВ Муром	2017	35	5 (+2,5) МВА	Строительство 2-й очереди ПС для обеспечения вторым питанием потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения
78	Реконструкция ПС 35/10 кВ Новая Таволжанка (строительство линейной ячейки 35 кВ)	2017	35	12,6 (+0) МВА	Для подключения КЛ 35 кВ Муром – Новая Таволжанка
79	Реконструкция отпаяк 35 кВ Завидовка – Малиновка от опоры № 68-а ВЛ 35 кВ Завидовка – Венгеровка, Ракитное – Малиновка от опоры № 125-а (с подвеской ВОЛС) ВЛ 35 кВ Ракитное – Дмитриевка до ПС 110/35/10 кВ Малиновка	2017	35		В связи с реконструкцией ПС 35 кВ Малиновка в ПС 110/35/10 кВ

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
80	Реконструкция ВЛ 35 кВ Казацкая – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Старый Оскол-2	2018	35	1,5 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Старооскольского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
81	Комплексная реконструкция ПС 35/10 кВ Роговатое (без изменения трансформаторной мощности)	2018	35	8 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
82	Комплексная реконструкция ПС 35/10 кВ Н. Александровка (без изменения трансформаторной мощности)	2018	35	5 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
83	Комплексная реконструкция ПС 35/10 кВ Шаховка (без изменения трансформаторной мощности)	2018	35	8 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
84	Строительство КЛ 35 кВ Майская – Новая Деревня и Майская – Таврово	2018	35	2×3,6 км	Ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы (транзит 35 кВ Восточная – Черемошное с изменением конфигурации сети)
85	Реконструкция ВЛ 35 кВ Камызино – Сетище (замена провода, опор на 21,0 км 1-цепной ВЛ 35 кВ)	2019	35	21,0 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Красненского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
86	Реконструкция участков ВЛ 35 кВ Короча – Ивица цепь 1, ВЛ 35 кВ Короча – Ивица цепь 2, ВЛ 35 кВ Короча – Борисы, ВЛ 35 кВ Короча – Поповка, ВЛ 35 кВ Короча – Анновка, ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново для обеспечения захода ВЛ 35 кВ на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча (протяженность реконструируемых участков 2-цепных 0,89 км, 1-цепных 0,58 км)	2019	35	0,89 км + 0,58 км	В связи с переносом ПС 110/35/10 кВ Короча на новую площадку
87	Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское с размещением оборудования на новой площадке, с заходами 35 кВ и 10 кВ, установкой трансформаторов 2×4 МВА вместо 1×2,5 МВА	2020	35	8 (+5,5) МВА	Строительство 2-й очереди ПС для обеспечения вторым питанием потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения
88	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи	2020	35	21,0 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Подольхи
89	Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка	2020	35	23,2 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Волконовского района Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
90	Реконструкция ВЛ 35 кВ Терebrено – Дорогощ (замена провода, опор на 22,14 км 1-цепной ВЛ 35 кВ)	2022	35	22,14 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Грайворонского и Краснояружского районов Белгородской области. Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
91	Реконструкция ВЛ 35 кВ Беловское – Стариково	2022	35	2×15,0 км	Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
92	Реконструкция ВЛ 35 кВ Маслова Пристань – Водохранилище	2022	35	2×6,0 км	Замена морально и физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
Сторонние организации (не электросетевые компании)					
93	Строительство ПС 110/35/6 кВ КМАруда (ОАО «КМАруда»)	2018	110	80 (+80) МВА	ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
94	Строительство ПС 110 кВ Гринхаус (ООО «Гринхаус»)	2019	110	80 (+80) МВА	ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
95	Строительство ПС 110 кВ Изовол (ООО «Изовол Агро Плюс»)	2020	110	80 (+80) МВА	ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
96	Строительство ПС 110 кВ (ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»)	2020	110	80 (+80) МВА	ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра

На период 2017-2022 годов СиПР запланировано:

- комплексная реконструкция двух ПС с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Белгород и ПС 330 кВ Губкин);
- реконструкция ПС 500 кВ Старый Оскол с увеличением трансформаторной мощности на 250 МВА (АТ 500/110 кВ);
- строительство одной ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 протяженностью 92,0 км;
- строительство шести новых подстанций классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 382,6 МВА, в том числе две филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» (ПС 110/10 кВ Ватутинская и ПС 110/10 кВ Котел-110) и четыре сторонними организациями;
- строительство четырех новых ВЛ 110 кВ общей протяженностью 130,8 км и шести ЛЭП 35 кВ общей протяженностью 127,7 км;
- реконструкция двадцати трех ПС 110 кВ, в том числе десяти с изменением трансформаторной мощности и тринадцати без изменения мощности;
- реконструкция семи ПС 35 кВ, в том числе трех с изменением трансформаторной мощности и четырех без изменения мощности;
- реконструкция одиннадцати ВЛ 110 кВ общей протяженностью 278,47 км и восьми ВЛ 35 кВ общей протяженностью 87,51 км;
- замена грозозащитного троса на двадцати пяти ВЛ 110 кВ общей протяженностью 540,83 км.

Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Белгородской области по состоянию на конец 2022 года представлена в графической части.

4.6.1. Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород

ПС 330 кВ Белгород введена в работу в 1964 году в связи с бурным развитием энергопотребления в Белгородской области. По сети 330 кВ ПС 330 кВ Белгород связана ВЛ 330 кВ с ПС 330 кВ Фрунзенская, ПС 330 кВ Шебекино, ПС 330 кВ Лебеди (АО «Лебединский ГОК») и Змиевской ТЭС (Северная энергосистема Украины (Харьковская область) с отпайкой на ПС 330 кВ Лосево. По сети 110 кВ ПС 330 кВ Белгород связана с Курской энергосистемой, а также с Белгородской ТЭЦ, ГТ ТЭЦ «Мичуринская» и ГТУ ТЭЦ «Луч».

Подстанция обеспечивает питание коммунально-бытовых потребителей г. Белгорода и шести прилегающих районов (население более 500 тыс. человек) и является центром питания в южной части Белгородской области. От подстанции запитаны потребители, работающие в сфере оборонной промышленности. По ВЛ 330 кВ подстанция задействована в межгосударственном транзите электроэнергии с Украиной. Запитаны тяговые подстанции Юго-Восточной железной дороги ОАО «РЖД», Яковлевский рудник.

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород обусловлена реновацией основных фондов.

4.6.2. Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин

ПС 330 кВ Губкин введена в эксплуатацию в 1961 году для развития сети ЕНЭС в Белгородской области, с целью обеспечения резко возросших потребностей в электроэнергии в связи с началом разработки Стойленского месторождения железной руды и расширения уже существующего Лебединского месторождения железной руды Курской магнитной аномалии.

По сети 330 кВ ПС Губкин связана ВЛ 330 кВ с ПС 330 кВ Лебеди и ПС 500 кВ Старый Оскол, а по сети 220 кВ - с Нововоронежской АЭС. К шинам 110 кВ присоединены 10 линий – 2 тупиковые и 8 транзитных.

Подстанция связывает транзитом 330 кВ экономически развитые районы юга и севера Белгородской области. Подстанция обеспечивает питание по линиям 330 кВ и 110 кВ АО «Лебединский ГОК» (3 линии, 30 процентов нагрузки ПС), ОАО «Стойленский ГОК» (2 линии, 20 процентов нагрузки ПС), ОАО «РЖД» (1 линия на тяговую подстанцию), 4 административных района Белгородской области (население около 120 тыс. человек), водозабор (потребитель 1 категории).

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин обусловлена реновацией основных фондов.

4.6.3. Расширение ПС 500 кВ Старый Оскол с установкой АТ-5 500/110 кВ мощностью 250 МВА

Расширение ПС 500 кВ Старый Оскол обусловлено технологическим присоединением фабрики окомкования по производству окатышей ОАО «Стойленский ГОК» (200 МВт), тепличного комплекса ООО «Гринхаус» мощностью 88 МВт.

4.6.4. Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол

Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол обусловлено обеспечением выдачи мощности блока № 7 (1195 МВт) Нововоронежской АЭС (блок № 2 НВАЭС-2).

4.6.5. Реконструкция ПС 110/10 кВ Шеино

ПС 110/10 кВ Шеино была введена в эксплуатацию в 1974 году, в настоящее время на ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА и 6,3 МВА. Существующая нагрузка¹³ (на основании

¹³ Здесь и далее представлены данные с Карты свободных мощностей, размещенной на сайте www.mrsk-1.ru в разделе «Технологическое присоединение».

замеров режимного дня) составляет 4,38 МВА, резерв мощности для технологического присоединения составляет 3,34 МВА. В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 8,33 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 2,35 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,29 МВА.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Шеино в Корочанском районе предусматривает замену одного силового трансформатора мощностью 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА, установку секционного выключателя 110 кВ, замену устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Реконструкция ПС с увеличением трансформаторной мощности необходима для исполнения обязательств сетевой организацией по договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, и надежного электроснабжения существующих потребителей, расширения рынка сбыта электроэнергии.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.6. Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Пушкарная

ПС 110/10/10 кВ Пушкарная была введена в эксплуатацию в 1977 году, в настоящее время на ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА.

Реконструкция предусматривает замену оборудования в связи со значительным физическим износом и усовершенствование технологических систем, современных средств телемеханики. Замену физически и морально устаревших отделителей и короткозамыкателей 110 кВ (ОД-КЗ) на элегазовые выключатели 110 кВ, разъединителей 110 кВ, трансформаторов напряжения 110 кВ, размещение РУ 10 кВ и ОПУ в блочно-модульном здании, устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Данная ПС обеспечивает электроснабжение 35 тыс. жителей г. Старый Оскол.

Реконструкция ПС позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом. С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.7. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар

ПС 110/35/10 кВ Айдар была введена в эксплуатацию в 1971 году, в настоящее время на ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 10 и 16 МВА.

Оборудование 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело, его износ составляет порядка 70 процентов и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра». Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар предусматривает замену оборудования на ОРУ 35 кВ – масляных выключателей на элегазовые, замену устройств РЗА, ТМ и ТК. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар включена в целевую программу повышения надежности, утвержденную приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

От подстанций 35 и 110 кВ, подключенных к ПС 110/35/10 кВ Айдар, осуществляется электроснабжение агропромышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Ровеньского района Белгородской области.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Айдар, увеличение надёжности работы сети, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Реконструкция ПС позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, повысить надежность электроснабжения агропромышленных предприятий, социально значимых и бытовых потребителей, расширить рынок сбыта электроэнергии, снизить экономические и социальные риски.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.8. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Шебекино

Проект предусматривает реконструкцию системы компенсации емкостных токов в сети 35 кВ, превышающих допустимые значения, на ПС 110/35/6 кВ Шебекино в связи со строительством КЛ 35 кВ Муром – Н.Таволжанка (монтаж ДГК 35 кВ, реконструкция устройств РЗА). Данные ПС 35 кВ являются центрами питания, от которых осуществляется электроснабжение крупных сельскохозяйственных потребителей Шебекинского района.

Основанием включения проекта в инвестиционную программу является приказ ОАО «МРСК Центра» от 22 июля 2014 года № 216-ЦА «О результатах проверки ОАО «МРСК Центра» комиссией Ростехнадзора».

Проект направлен на повышение надежности электроснабжения существующих потребителей на территории Белгородского и Шебекинского районов Белгородской области, на исключение рисков выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.9. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Черемошное

Проект предусматривает реконструкцию системы компенсации емкостных токов в сети 35 кВ, превышающих допустимые значения, на ПС 110/35/10 кВ Черемошное (монтаж ДГК 35 кВ, реконструкция устройств РЗА), в связи со строительством КЛ 35 кВ Муром – Н.Таволжанка. Данные ПС 35 кВ являются центрами питания, от которых осуществляется электроснабжение крупных сельскохозяйственных потребителей Шебекинского района.

Основанием включения проекта в инвестиционную программу является приказ ОАО «МРСК Центра» от 22 июля 2014 года № 216-ЦА «О результатах проверки ОАО «МРСК Центра» комиссией Ростехнадзора».

Проект направлен на повышение надежности электроснабжения существующих потребителей на территории Белгородского и Шебекинского районов Белгородской области, на исключение рисков выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.10. Реконструкция ПС 35/10 кВ Малиновка

ПС 35/10 кВ Малиновка была введена в эксплуатацию в 2006 году. Она была построена в рамках областной программы развития животноводства и птицеводства для обеспечения электроэнергией площадок птицефабрики и завода по убою и комплексной переработке мяса птицы агропромышленного холдинга «БЭЗРК – Белгранкорм».

На ПС установлены два силовых трансформатора мощностью по 10 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 13,5 МВА, резерв мощности для технологического присоединения отсутствует (дефицит составляет 0,6 МВА). В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 8,5 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 7,5 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 13,57 МВА.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Малиновка необходима для ликвидации существующего дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, однако существующая сеть 35 кВ не позволяет установить трансформаторы большей мощности. Перевод ПС на класс напряжения 110/35/10 кВ позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и повысить надежность. Под надёжностью электрической сети (или её участка) понимается способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии без ухудшения её качества от источников к потребителям в соответствии с заданным графиком нагрузки.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Малиновка предусматривает строительство на новой площадке ПС 110/35/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью 2×16 МВА с выделением их мощности на нагрузки по напряжению 10 и 35 кВ.

На первом этапе реконструкции подключение ПС 110/35/10 кВ Малиновка будет выполнено в расщелку существующей ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня.

Для дальнейшего развития схемы сети 110 кВ предлагается строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга и восстановление ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня. Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга повышает надежность электроснабжения потребителей юго-западного энергорайона Белгородской области и устраняет риски аварийного снижения напряжения и срабатывания АОСН, связанные с одновременным отключением ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, 2.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.11. Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная

ПС 110/10 кВ Западная с двумя силовыми трансформаторами мощностью 2×16 МВА была введена в эксплуатацию в 1986 году. Основная масса оборудования ЗРУ 10 кВ и ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой ресурс. Устаревшее оборудование не позволяет выполнять требования повышения надёжности электроснабжения.

ПС осуществляет электроснабжение потребителей юго-западного и части центрального районов г. Белгорода, среди которых: НИУ «БелГУ», Учебно-спортивный комплекс имени Светланы Хоркиной, котельная «Западная», тяговые подстанции МУП «Городской пассажирский транспорт», жилой комплекс «Новая высота», общеобразовательные и дошкольные учреждения, торговые и офисные центры, а также микрорайоны массовой индивидуальной жилищной застройки «Юго-Западный» и «Юго-Западный-2».

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 19,2 МВА, резерв мощности для технологического присоединения отсутствует (дефицит составляет 0,24 МВА). В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 24,24 МВт, а присоединяемая мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 2,5 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 13,46 МВА.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная необходима для ликвидации существующего дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и повысить надежность.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная предусматривает перевод ее на класс напряжения 110/10/6 кВ с заменой двух трансформаторов на

трансформаторы мощностью по 25 МВА, замену масляных выключателей 10 кВ, замену разъединителей 110 кВ, реконструкцию строительной части, оборудования ТМ и АСДУ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.12. Строительство ПС 110/10 кВ Ватутинская

Строительство новой ПС 110/10 кВ Ватутинская обусловлено исполнением обязательств ПАО «МРСК Центра» перед Департаментом строительства Министерства обороны Российской Федерации по договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям № 41277074/3100 (№ 1618187375082594164000000) от 15 декабря 2016 года.

Предусматривается строительство ПС напряжением 110/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью 6,3 МВА каждый.

Подключение ПС 110/10 кВ Ватутинская будет выполнено к существующей ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка со строительством двухцепного захода ВЛ 110 кВ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» строительства данной ПС и двухцепного захода ВЛ 110 кВ в 2018 году.

4.6.13. Строительство ПС 110/10 кВ Котел-110

Строительство новой ПС 110/10 кВ Котел-110 обусловлено исполнением обязательств ПАО «МРСК Центра» перед ООО «Оскольский тепличный комбинат» и ООО «Вагонно-колесная мастерская» по договорам об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Строительство ПС необходимо для электроснабжения тепличного комбината по выращиванию овощей закрытого грунта максимальной мощностью 8,0 МВт и вагонно-колесной мастерской максимальной мощностью 15,0 МВт.

Предусматривается строительство ПС напряжением 110/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью 25 МВА каждый.

Подключение ПС 110/10 кВ Котел-110 будет выполнено от ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голофеевка со строительством двух ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голофеевка с установкой двух линейных ячеек 110 кВ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра», реконструкции ПС 110 кВ Голофеевка, строительства данной ПС и двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Голофеевка до ПС 110 кВ ВКМ в 2018 году.

4.6.14. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон

ПС 110/35/10 кВ Грайворон была введена в эксплуатацию в 1961 году, в настоящее время на ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 2×16 МВА. Силовые трансформаторы находятся в эксплуатации с 1969 года, срок эксплуатации превысил допустимый, оборудование физически и морально устарело.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 18,68 МВА, резерв мощности для технологического присоединения составляет 9,26 МВА. В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 11,5 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 1,86 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 9,56 МВА.

Сегодня ПС 110/35/10 кВ Грайворон является основным источником электроснабжения потребителей Грайворонского района и связующим звеном между Краснояружским, Грайворонским и Борисовским районами. Помимо населения и социальных объектов от нее запитаны такие предприятия агропромышленного комплекса, как ООО «Сахарный завод Большевик» с. Головчино Грайворонского района, ЗАО «Краснояружский Бройлер» п. Красная Яруга и ООО «Грайворонская молочная компания» г. Грайворон.

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Грайворон предусматривается замена двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×32 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.15. Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод

Основанием для реализации проекта является необходимость выполнения требований нормативно-технической документации. ПС построена в 1990 году, основная масса оборудования ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой ресурс. Устаревшее оборудование не позволяет выполнять требования повышения надёжности. В 2012 году на ПС 110 кВ Авторемзавод произошла авария, в результате которой вышло из строя все оборудование ЗРУ 6 кВ, в результате была произведена реконструкция ЗРУ 6 кВ.

Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые с микропроцессорными защитами и разъединителей 110 кВ позволит снизить вероятность появления повреждений и тем самым повысить надежность

питания потребителей. Также реконструкция позволит провести анализ возможных аварийных ситуаций в системе, скорректировать схему и режим системы по условиям надежности, восстановления работы электроснабжения после системных аварий, обеспечения требуемого уровня безопасности работы системы. Позволит определить оптимальные перетоки мощности по линиям электропередачи и выполнять проверку допустимости разрешения ремонтных заявок.

Реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод включена в целевую программу повышения надежности, утвержденную приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

Проектом предусматривается реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод: замена МВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ, в целях замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.16. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Александровка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Александровка находится в эксплуатации с 1981 года, износ оборудования составляет около 60 процентов. Оборудование 35 кВ, установленное на ПС 110/35/10 кВ Александровка, выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Александровка включена в целевую программу повышения надежности, утвержденную приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

От подстанций 35 кВ, подключенных к ПС 110/35/10 кВ Александровка, осуществляется электроснабжение агропромышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Прохоровского района Белгородской области.

Проект направлен на замену на ПС 110/35/10 кВ Александровка морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, монтаж новой ячейки 35 кВ для подключения проектируемой ВЛ 35 кВ Александровка – Гостицево.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Александровка, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на эксплуатацию оборудования.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.17. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка

Оборудование ПС 110/35 кВ Борисовка находится в эксплуатации с 1985 года, износ оборудования составляет около 55 процентов. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка включена в целевую программу повышения надежности, утвержденную приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

От данной подстанции осуществляется электроснабжение крупных агро- и промышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Борисовского района Белгородской области, отключение которых приведет к денежным затратам в связи с недоотпуском электроэнергии, возможным искомым ущербам, политическим и социальным рискам.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ Борисовка, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Реконструкция ПС 110 кВ Борисовка предусматривает замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые, замену разъединителей 110 кВ, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части ОРУ 110 кВ, в целях повышения надёжности электроснабжения.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.18. Комплексная реконструкция ПС 110/10 кВ Готня

ПС 110/10 кВ Готня построена в 1985 году, основная масса оборудования РУ 10 кВ и ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой ресурс. Устаревшее оборудование не позволяет выполнять требования повышения надёжности.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Готня предусматривает: замену МВ 10 кВ на вакуумные и МВ 110 кВ на элегазовые, замену разъединителей 110 кВ, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части, в целях замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

Замена масляных выключателей 10 кВ на вакуумные и масляных выключателей 110 кВ на элегазовые с микропроцессорными защитами и разъединителей 110 кВ позволит снизить вероятность появления повреждений и тем самым повысить надежность питания потребителей. Также реконструкция позволит провести анализ возможных аварийных ситуаций в системе, скорректировать схему и режим системы по условиям надежности, восстановления работы электроснабжения после системных аварий, обеспечения требуемого уровня безопасности работы системы. Позволит

определить оптимальные перетоки мощности по линиям электропередачи и выполнять проверку допустимости разрешения ремонтных заявок.

Основанием реконструкции ПС 110/10 кВ Готня является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.19. Комплексная реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики

Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики предполагает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

От подстанций 35 кВ, подключенных к ПС 110/35/6 кВ Журавлики, осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Губкинского района Белгородской области.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Основанием реконструкции ПС 110/35/6 кВ Журавлики является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.20. Реконструкция ПС 110/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня

ПС 110/10/10 кВ Майская была введена в эксплуатацию в 2009 году в соответствии с Соглашением о взаимодействии правительства Белгородской области и РАО «ЕЭС России» по развитию энергетической системы и обеспечению надежного электроснабжения потребителей Белгородской области от 20 сентября 2007 года № 31/10.

ПС осуществляет электроснабжение порядка 26 тысяч потребителей южного микрорайона г. Белгорода, п. Майский, с. Репное, с. Новая Деревня Белгородского района.

В настоящее время на ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 2×40 МВА.

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская необходима для снижения загрузки силовых трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная ориентировочно на 13,2 МВт (в 2013 году установлены 2×40 МВА, суммарная нагрузка 50,28 МВА – 16 декабря 2015 года), существующий резерв мощности на которой составляет 5,18 МВА, а перспективный дефицит мощности для технологического присоединения – 47,3 МВА.

Кроме того, перевод ПС на класс напряжения 110/35/10 кВ позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы и повысить надежность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 35/10 кВ Таврово и ПС 35/10 кВ Новая Деревня.

ПС 35/10 кВ Таврово является центром питания, от которого осуществляется электроснабжение таких потребителей Белгородского района, как ООО «Альпика», завод ТАО «Спектр», общеобразовательные учреждения, развивающиеся микрорайоны ИЖС, котельные и др.

От ПС 35/10 кВ Новая Деревня запитаны социально значимые объекты и объекты АПК Белгородского района, такие как реабилитационный центр для детей и подростков с ограниченными возможностями, образовательные учреждения, котельные, очистные сооружения, станции обезжелезивания, птицефабрики ЗАО «Приосколье» и ЗАО ППР «Майский», ферма нетелей и др.

Проект предусматривает реконструкцию ПС 110/10 кВ Майская с заменой силовых трансформаторов на трансформаторы напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА и строительство двух КЛ 35 кВ: КЛ 35 кВ Майская – Таврово и КЛ 35 кВ Майская – Новая Деревня с изменением конфигурации сети 35 кВ (рисунок 4.3).

Проект позволит ввести новые мощности, повысить надежность и качество электроснабжения, расширить рынок сбыта электроэнергии.

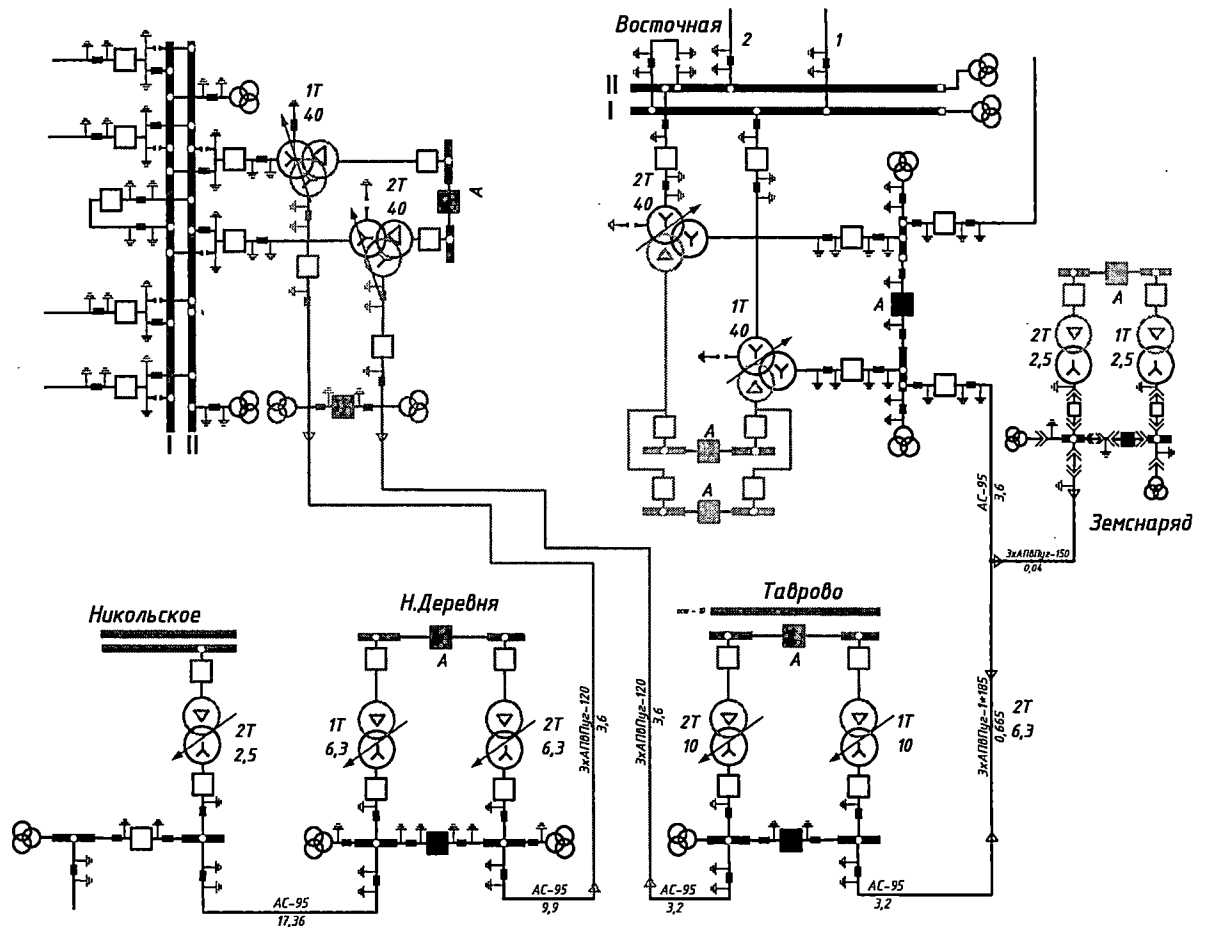


Рисунок 4.3. Изменение схемы сети 35 кВ после реконструкции ПС 110 кВ Майская

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2018 году.

4.6.21. Реконструкция ПС 110/10 кВ Коньшино

Реконструкция ПС предусматривает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ.

Основанием для реализации проекта является необходимость замены масляных выключателей в связи с тем, что они выработали свой механический ресурс, физически и морально устарели и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра». Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

Использование высокотехнологичного современного оборудования позволит снизить затраты на эксплуатацию подстанции до минимума, ограничиваясь только необходимым оперативным обслуживанием.

Управление оборудованием питающего центра будет производиться дистанционно из Центра управления сетями филиала ПАО «МРСК Центра» -

«Белгородэнерго», что существенно сократит время переключений, вывода оборудования в ремонт и ликвидацию аварийных режимов.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.22. Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная предусматривает: замену ОД-КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ТН 110 кВ, установку нового ЗРУ 10 кВ и ОПУ в блочно-модульном здании, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА и оборудования ТМ и АСДУ.

Реконструкция ПС позволит снизить вероятность появления повреждений, а также провести анализ возможных аварийных ситуаций в системе, скорректировать схему и режим системы по условиям надежности, восстановления работы электроснабжения после системных аварий, обеспечения требуемого уровня безопасности работы системы. Позволит определить оптимальные перетоки мощности по линиям электропередачи и выполнять проверку допустимости разрешения ремонтных заявок.

Основанием реконструкции ПС 110/10/10 кВ Промышленная является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.23. Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское

Оборудование ПС находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 64 процентов. На ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА и 16 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 13,32 МВА, резерв мощности для технологического присоединения составляет 1,96 МВА. В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 16,36 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 3,28 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 14,95 МВА.

Установленное на ПС оборудование, выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

От данной подстанции осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Старооскольского района Белгородской области.

Реконструкция направлена на замену одного силового трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА, морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 10 кВ на вакуумные выключатели, масляных выключателей 35 и 110 кВ на элегазовые, измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Основная цель и задачи – это ликвидация перспективного дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, снижение повреждаемости оборудования 10, 35, 110 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Основанием реконструкции ПС 110/35/10 кВ Архангельское является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.24. Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные

Реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные предусматривает: замену масляных выключателей 6 кВ на вакуумные, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 6 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Основанием реконструкции ПС 110/6 кВ Очистные является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.25. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча

ПС 110/35/10 кВ Короча была введена в эксплуатацию в 1982 году, в настоящее время на ПС установлены три силовых трансформатора мощностью 3×16 МВА. Схема нормального режима с установленными тремя силовыми трансформаторами не является типовой и в результате чего возникают проблемы по режимной и оперативной работе в прилегающей сети.

Оборудование КРУ 10 кВ, ОРУ 110, 35 кВ находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 50 процентов,

оборудование КРУ 10 кВ и ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеет многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства требуют проведения комплексного ремонта.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 30,38 МВА, резерв мощности для технологического присоединения составляет 9,11 МВА. В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 26,09 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 3,15 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 14,61 МВА.

Данная ПС 110 является основным центром питания, от которого осуществляется электроснабжение крупных агропромышленных и социально значимых потребителей, среди которых ЗАО «Свинокомплекс «Короча» (мясоперерабатывающий завод ГК «Мираторг»), свинокомплекс «Ивановский», птицефабрика ОАО «Русь», Корочанская ЦРБ, очистные сооружения, ОВД, ветсанутильзавод, детские сады и школы, котельные, а также бытовых потребителей Корочанского района численностью 18 тысяч человек.

Основанием для реконструкции является необходимость выполнения требований нормативно – технической документации и технической политики. Реконструкция позволит привести схему подстанции в соответствие с типовой и заменить морально и физически устаревшее оборудование.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча предусматривает перемещение ПС на новую площадку, установку двух силовых трансформаторов мощностью 2×40 МВА, изменение схем ОРУ 110 и 35 кВ, РУ 10 кВ, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ. Проект позволит ввести новые мощности, заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, расширить рынок сбыта электроэнергии.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.26. Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Шеино - Короча и ВЛ 110 кВ Короча – Скородное

Реконструкция данных участков ВЛ 110 кВ производится в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данных участков ВЛ 110 кВ в 2019 году.

4.6.27. Релейная защита ПС 110/35/10 кВ Скородное

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Скородное предусматривает: замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ в связи с изменением схемы ОРУ 110 и 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Короча.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.28. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель

ПС 110/6 кВ Строитель была введена в эксплуатацию в 1971 году, в настоящее время на ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 2×15 МВА. Оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) имеет многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства требуют проведения комплексного ремонта.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 15,8 МВА, резерв мощности для технологического присоединения отсутствует (дефицит составляет 0,05 МВА). В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 11,93 МВт, а присоединяемая мощность по договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 1,34 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 8,65 МВА.

Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель необходима для ликвидации существующего и перспективного дефицита мощности, замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом и исполнения договорных обязательств.

Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель предусматривает замену силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 25 МВА, перевод на класс напряжения 110/10/6 кВ, реконструкцию ОРУ 110 кВ с установкой элегазовых выключателей, ТТ и ТН 110 кВ с оптоволоком, монтаж нового ЗРУ 10 кВ, замену устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части, а также использование цифровых технологий обмена информации и передачи сигналов.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2019 году.

4.6.29. Комплексная реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная

ПС 110/10/6 кВ Южная была введена в эксплуатацию в 1968 году, в настоящее время на ПС установлены два силовых трансформатора с расщепленными обмотками мощностью 2×40 МВА. Обмотки трансформаторов 6 и 10 кВ рассчитаны на половину номинальной мощности. Износ оборудования составляет порядка 70 процентов, оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям надежности и технической политики ПАО «Россети». Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеет многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства находятся в неудовлетворительном состоянии.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 44,08 МВА, резерв мощности для технологического присоединения отсутствует (дефицит составляет 2,08 МВА). В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 19,62 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 2,29 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 20,69 МВА.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная необходима для ликвидации существующего и перспективного дефицита мощности, исполнения договорных обязательств, замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, расширения рынка сбыта электроэнергии.

Данная ПС является основным центром питания, от которого осуществляется электроснабжение промышленных и социально значимых потребителей, среди которых МУП «Белгородэлектротранспорт», бизнес-пространство «Контакт», ОГБУЗ «Детская областная клиническая больница», ОГБУЗ «Городская больница № 2 г. Белгорода», ОГБУЗ «Городская поликлиника № 6 города Белгорода», поликлиника УВД Белгородской области, областной военный комиссариат, Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, Дворец спорта «Космос», гипермаркет «Линия», детские сады и школы, котельные, а также бытовые потребители микрорайонов Харьковской горы с числом жителей порядка 96 тысяч человек.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная предусматривает строительство многоэтажного капитального здания для размещения оборудования КРУЭ 110 кВ, установку двух дополнительных силовых трансформаторов мощностью 2×25 МВА, замену существующих трансформаторов 2×40 МВА с выделением их мощности на нагрузки по напряжению 6 и 10 кВ, строительство новых ЗРУ 6 и 10 кВ, установку микропроцессорных панелей РЗА, замену оборудования ТМ и АСДУ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2020 году.

4.6.30. Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110/10/6 кВ Южная

Реконструкция данных заходов ВЛ 110 кВ производится в связи с монтажом КРУЭ 110 кВ на ПС 110/10/6 кВ Южная. Реконструкция предусматривает изменение конструктивного исполнения заходов ЛЭП 110 кВ в здание КРУЭ 110 кВ (воздушно-кабельные заходы 110 кВ).

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции заходов ВЛ 110 кВ в 2020 году.

4.6.31. Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол Тяговая

Данная ВЛ 110 кВ находится в эксплуатации с 1968 года, в 1985 году подвергалась воздействию гололеда. Опоры выработали свой механический ресурс и не соответствуют нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией и грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы, выработавшими свой механический ресурс. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

Повреждения на ВЛ могут привести к погашению центров питания: ПС 330 кВ Губкин, ПС 110 кВ Старый Оскол Тяговая, что вызовет искивные заявления о возмещении ущербов крупным промышленным потребителям, приведет к политическим и социальным рискам.

При реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор (на стальные многогранные), грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 110 кВ в 2020 году.

4.6.32. Реконструкция ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1967 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

Повреждения на ВЛ могут привести к погашению центров питания Белгородской области, что вызовет искивые заявления о возмещении ущерба крупным промышленным потребителям, приведет к политическим и социальным рискам.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 110 кВ в 2020 году.

4.6.33. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1

ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 была введена в эксплуатацию в 1966 году. Износ оборудования составляет около 70 процентов. На ПС установлены три силовых трансформатора 25+25+20 МВА. Схема нормального режима с установленными тремя силовыми трансформаторами не является типовой и в результате чего возникают проблемы по режимной и оперативной работе в прилегающей сети.

Основанием для реконструкции является необходимость выполнения требований нормативно – технической документации и технической политики. Реконструкция позволит привести схему подстанции в соответствие с типовой и заменить морально и физически устаревшее оборудование.

Реконструкция ПС 110/35/6 Старый Оскол-1 предусматривает изменение схемы ОРУ 110 и 35, ЗРУ 6 кВ, реконструкцию строительной части, демонтаж одного силового трансформатора мощностью 20 МВА, замену приводов РПН силовых трансформаторов, панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, замену АКБ, в целях замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС в 2021 году.

4.6.34. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка

Основанием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 110 кВ в 2021 году.

4.6.35. Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна

Основанием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1964 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 110 кВ в 2021 году.

4.6.36. Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная

Основанием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1977 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реконструкция ВЛ 110 кВ предполагает замену физически и морально устаревших опор.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 110 кВ в 2021 году.

4.6.37. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород-330 – Луч

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, необходимость замены грозозащитного троса, подвергшегося коррозии сверх нормы и выработавшего свой механический ресурс. Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы

сети. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении проекта на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор (на стальные многогранные), оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 110 кВ в 2021 году.

4.6.38. Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга

Проект «Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга» с монтажом ячейки 110 кВ на ПС 330 кВ Фрунзенская предусматривает строительство ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 70 км для повышения уровня напряжения в нормальных и особенно в аварийных режимах на ПС 110 кВ юго-западного энергорайона: Ивня, Ракитное, Красная Яруга, Готня, Малиновка, Томаровка, Борисовка, Грайворон.

Электроснабжение юго-западной части области выполнено по трем ВЛ 110 кВ:

- Фрунзенская – Томаровка № 1;
- Фрунзенская – Томаровка № 2;
- Белгород – Рудник цепь № 1 с отпайками.

В связи с раздельной работой ЕНЭС России (ноябрь 1999 года) и Украины резко снизилась надежность и качество электроснабжения юго-западного района Белгородской области. Для обеспечения надежности и качества электроснабжения юго-западного энергорайона Белгородской области введена в эксплуатацию в 2006 году ПС 330 кВ Фрунзенская.

На шинах 110 кВ ПС юго-западного энергорайона (Ивня, Ракитное, Красная Яруга, Готня, Малиновка, Томаровка, Борисовка, Грайворон) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1 при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 уровни напряжения снижены более чем на 10 процентов.

В таблице 4.11 приведены уровни напряжения на шинах 110 кВ ПС юго-западного энергорайона.

Уровни напряжения на шинах 110 кВ ПС юго-западного энергорайона

Наименование ПС	Режим					
	аварийное отключение АТ-1 при выведенном в ремонт АТ-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская			аварийное отключение ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1 при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2		
	U, кВ	ΔU , кВ	ΔU , %	U, кВ	ΔU , кВ	ΔU , %
Ивня	103,75	6,25	5,7	89,78	20,22	18,4
Ракитное	102,10	7,90	7,2	70,05	39,95	36,3
Красная Яруга	102,08	7,92	7,2	65,78	44,22	40,2
Готня	102,46	7,54	6,9	63,68	46,32	42,1
Малиновка	103,75	6,25	5,7	61,43	48,57	44,2
Томаровка	107,05	2,95	2,7	60,47	49,53	45,0
Борисовка	104,56	5,44	4,9	60,63	49,37	44,9
Грайворон	102,41	7,59	6,9	62,03	47,97	43,6

При прогнозируемом уровне нагрузок 2018 – 2022 годов, вышеперечисленные недостатки сети 110 кВ только усиливаются. Для устранения перечисленных недостатков сети 110 кВ и обеспечения электроснабжения намечаемых к сооружению новых промышленных предприятий, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся потребителей агропромышленного комплекса, а также для повышения надежности и качества электрической энергии были рассмотрены возможные варианты развития сети 110 кВ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» строительства ВЛ 110 кВ в 2021 году.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» строительства ВЛ 110 кВ в 2022 году.

4.6.39. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1977 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, необходимость замены грозозащитного троса, подвергшегося коррозии сверх нормы и выработавшего свой механический ресурс. Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении проекта на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ВЛ 110 кВ в 2022 году.

4.6.40. Реконструкция ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, необходимость замены грозозащитного троса, подвергшегося коррозии сверх нормы и выработавшего свой механический ресурс. Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении проекта на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ВЛ 110 кВ в 2022 году.

4.6.41. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Борисовка – Зозули

Основанием для реконструкции служит протокол поручений Губернатора Белгородской области от 6 июня 2014 года. Проект направлен на обеспечение безопасности жителей, на исключение рисков выхода параметров режимов за допустимые границы.

Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Борисовка – Зозули необходима для выноса участка воздушной линии с территории Борисовского психоневрологического диспансера, с переводом участка ВЛ в КЛ 35 кВ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции участка ВЛ 35 кВ в 2017 году.

4.6.42. Комплексная реконструкция ПС 35/10 кВ Белянка

ПС 35/10 кВ Белянка была введена в эксплуатацию в 1974 году, износ оборудования составляет около 67 процентов. В настоящее время на ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 2,5 и 4 МВА. Оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) имеет многочисленные сколы и

трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборное устройства требуют проведения комплексного ремонта.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 2,73 МВА, резерв мощности для технологического присоединения составляет 1,56 МВА. В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 1,31 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 2,55 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,41 МВА.

Основанием реконструкции ПС 35/10 кВ Белянка является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности», а также ликвидация перспективного дефицита мощности и исполнение договорных обязательств.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Белянка предусматривает размещение ПС на новой площадке, монтаж двух силовых трансформаторов мощностью по 6,3 МВА, замену масляных выключателей 10 кВ на вакуумные выключатели, масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, разъединителей 35 кВ на разъединители с моторными приводами, замену устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, установку устройств постоянного оперативного тока.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ПС в 2017 году.

4.6.43. Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящихся в эксплуатации с 1981 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд необходима для выноса участка воздушной линии с территории жилых микрорайонов, с переводом участка ВЛ в КЛ 35 кВ и прокладкой ВОЛС.

Проект направлен на обеспечение безопасности жителей, на исключение рисков выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данных ВЛ 35 кВ в 2017 году.

4.6.44. Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево

Проект направлен на строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево с реконструкцией ПС 35/10 кВ Гостищево, которая имеет одно питание.

Строительство ВЛ 35 кВ обеспечивает вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Гостищево, которая предназначена для электроснабжения социально значимых объектов: котельных, школ и детских садов с. Гостищево, Кривцово, Терновка, Шопино, Геронтологического медицинского центра с. Гостищево, а также промышленных и сельскохозяйственных предприятий: кирпичный завод, Свинокомплекс «Ивановский», объекты молочной компании «Зеленая долина». Подстанция на сегодня имеет один источник электроснабжения – ВЛ 35 кВ Беломестное – Гостищево. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 3,85 МВА) от данной ПС будут обесточены.

Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» строительства данной ВЛ 35 кВ в 2017 году.

4.6.45. Строительство КЛ 35 кВ Муром – Новая Таволжанка

ПС 35/10 кВ Муром и Новая Таволжанка имеют одно питание по сети 35 кВ, что не обеспечивает надежность электроснабжения потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения.

ПС осуществляют электроснабжение потребителей Шебекинского района, среди которых есть потребители 1 и 2 категории надежности электроснабжения: площадки ремонтного молодняка и родительского стада птицефабрики ОАО «Загорье», птицеводческие комплексы ООО «Белая птица – Белгород» и ООО «Белгранкорм», комбикормовый завод ООО «Белгородский бекон», культурно-досуговый центр Муромского сельского поселения, Новотаволжанская больница восстановительного лечения, госпиталь для ветеранов Великой Отечественной войны, лечебно-профилактический корпус базы отдыха НИУ «БелГУ», гостиничный комплекс «Две реки», котельные, общеобразовательные школы и дошкольные учреждения.

Реализация проекта позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы, обеспечит сокращение аварийных отключений электрической энергии, качественную и бесперебойную передачу электрической энергии существующим потребителям.

Проект направлен на строительство КЛ 35 кВ Муром – Новая Таволжанка.

Реализация проекта позволит обеспечить вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Муром и ПС 35/10 кВ Новая Таволжанка.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» строительства данной КЛ 35 кВ в 2017 году.

4.6.46. Реконструкция ПС 35/10 кВ Муром

Проект направлен на реконструкцию ПС 35/10 кВ Муром с монтажом второй очереди, которая является однострансформаторной.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Муром предусматривает:

- установку силового трансформатора 2Т мощностью 2,5 МВА;
- реконструкцию РУ 10 кВ с установкой ячеек 2 секции шин 10 кВ с вакуумными выключателями, МП устройствами РЗА, трансформаторами напряжения 10 кВ с антирезонансными характеристиками, ОПН 10 кВ;
- реконструкцию ОРУ 35 кВ с установкой вводного выключателя 2Т и заменой существующих масляных выключателей 35 кВ, установку новых и замену существующих разъединителей 35 кВ на разъединители с моторным приводом и полимерной опорно-стержневой изоляцией, установкой трансформаторов напряжения 35 кВ с антирезонансными характеристиками, ОПН 35 кВ;
- реконструкцию защит трансформаторов 1Т и 2Т, ВЛ 35 кВ;
- монтаж блочно-контейнерного здания для размещения устройств РЗА,
- телемеханики и связи;
- реконструкцию строительной части и ограждения ПС-35 кВ;
- окраску оборудования в соответствии с корпоративным стандартом.

Реализация проекта позволит предупредить аварийные отключения вследствие сверхнормативного срока службы оборудования, исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС 35 кВ в 2017 году.

4.6.47. Реконструкция ПС 35/10 кВ Новая Таволжанка

Проект направлен на реконструкцию ПС 35/10 кВ Новая Таволжанка со строительством линейной ячейки 35 кВ для подключения КЛ 35 кВ Муром – Новая Таволжанка.

Реализация проекта позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС 35 кВ в 2017 году.

4.6.48. Реконструкция отпаяк 35 кВ Завидовка - Малиновка от опоры № 68-а ВЛ 35 кВ Завидовка - Венгеровка, Ракитное - Малиновка от опоры № 125-а (с подвеской ВОЛС) ВЛ 35 кВ Ракитное - Дмитриевка до ПС 110/35/10 кВ Малиновка

Проект направлен на реконструкцию отпаяк ВЛ 35 кВ в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Малиновка на новом земельном участке и переводом ее на класс напряжения 110/35/10 кВ.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ВЛ 35 кВ в 2017 году.

4.6.49. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казацкая - Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Старый Оскол-2

Данная ВЛ 35 кВ находится в эксплуатации с 1979 года. Опоры выработали свой механический ресурс и не соответствуют нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, грозотрос подвергся коррозии сверх нормы.

Обоснованием реализации проекта является необходимость реализации политики инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности, внедрение перспективных технических решений при реконструкции и новом строительстве объектов электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра», исполнение приказа ПАО «МРСК Центра» от 30 июля 2015 года № 308-ЦА.

Реализация проекта позволит накопить опыт применения инновационного оборудования – композитных опор для воздушных линий электропередачи 35 кВ.

Реконструкция ВЛ 35 кВ предусматривает замену опор и линейной арматуры на двухцепном участке ВЛ 35 кВ. Проект направлен на замену морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 35 кВ в 2018 году.

4.6.50. Реконструкция ПС 35/10 кВ Роговатое

Оборудование ПС 35/10 кВ Роговатое находится в эксплуатации с 1984 года, износ оборудования составляет около 60 процентов. Оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Основанием реконструкции ПС 35/10 кВ Роговатое является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК

Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

Реконструкция ПС 35/10 кВ Роговатое предусматривает: замену масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС в 2018 году.

4.6.51. Реконструкция ПС 35/10 кВ Н. Александровка

Оборудование ПС 35/10 кВ Н. Александровка находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет около 75 процентов. Оборудование ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Основанием для реконструкции ПС 35/10 кВ Н. Александровка является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

Реконструкция ПС 35 кВ Н. Александровка предусматривает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые выключатели, разъединителей 35 кВ на разъединители с моторными приводами, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, установку устройств постоянного оперативного тока.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС в 2018 году.

4.6.52. Реконструкция ПС 35/10 кВ Шаховка

Оборудование ПС 35/10 кВ Шаховка находится в эксплуатации с 1984 года, износ оборудования составляет около 60 процентов. Оборудование ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Основанием для реконструкции ПС 35/10 кВ Шаховка является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

Реконструкция ПС 35 кВ Н. Шаховка предусматривает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые выключатели, разъединителей 35 кВ на разъединители с моторными приводами, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, установку устройств постоянного оперативного тока.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС в 2018 году.

4.6.53. Реконструкция ВЛ 35 кВ Камызино – Сетище

Обоснованием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы.

Реконструкция ВЛ 35 кВ предусматривает замену опор, провода, линейной изоляции и грозотроса.

Проект направлен на замену морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 35 кВ в 2019 году.

4.6.54. Реконструкция участков ВЛ 35 кВ Короча - Ивица цепь 1, ВЛ 35 кВ Короча - Ивица цепь 2, ВЛ 35 кВ Короча - Борисы, ВЛ 35 кВ Короча - Поповка, ВЛ 35 кВ Короча - Анновка, ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново

Проект направлен на реконструкцию участков ВЛ 35 кВ в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новом земельном участке.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции участков ВЛ 35 кВ в 2019 году.

4.6.55. Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское

ПС 35/10 кВ Никольское была введена в эксплуатацию в 1997 году, в настоящее время на ПС установлен один силовой трансформатор мощностью 2,5 МВА.

При отключении силового трансформатора (аварийный режим) происходит полное обесточивание потребителей, в том числе и потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения, таких как: котельные, общеобразовательные школы, детские сады, водозаборы, КНС, оздоровительный центр ООО «Жар птица», кондитерская фабрика.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 2,66 МВА, резерв мощности для технологического присоединения отсутствует (дефицит составляет 0,3 МВА). В настоящее время мощность по актам об осуществлении технологического присоединения составляет 11,2 МВт, а мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 0,45 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 4,61 МВА.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское необходима для исключения рисков выхода параметров режимов за допустимые границы, ликвидации существующего дефицита мощности и исполнения договорных обязательств.

Проектом предусматривается строительство 2-ой очереди ПС 35 кВ Никольское. Предусматривается замена морально и физически устаревшего оборудования и установка современного, замена одного силового трансформатора мощностью 4 МВА и установка дополнительного силового трансформатора мощностью 4 МВА (ввод 2-й очереди), замена и установка микропроцессорных устройств РЗА, замена оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ПС в 2020 году.

4.6.56. Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи

От ПС 35/10 кВ Подольхи осуществляется электроснабжение потребителей Прохоровского района, среди которых есть потребители 1 и 2 категории надежности электроснабжения: ООО «Свинокомплекс «Большанский», ООО «Свинокомплекс «Новояковлевский», котельные, общеобразовательные школы и дошкольные учреждения.

Проект предусматривает строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи с целью повышения надежности и качества электроснабжения потребителей Корочанского и Прохоровского районов Белгородской области.

Строительство ВЛ 35 кВ обеспечивает вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Подольхи, которая предназначена для электроснабжения социально значимых объектов, а также промышленных и сельскохозяйственных предприятий Прохоровского района. Подстанция на сегодня имеет один источник электроснабжения – ВЛ 35 кВ Александровка –

Подольхи. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 2,71 МВА) от данной ПС будут обесточены.

Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» строительства ВЛ 35 кВ в 2020 году.

4.6.57. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка

Обоснованием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящихся в эксплуатации с 1959 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы.

Реконструкция ВЛ 35 кВ предусматривает замену опор, провода, линейной изоляции и грозотроса.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 35 кВ в 2020 году.

4.6.58. Реконструкция ВЛ 35 кВ Теребрено – Дорогощ

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящихся в эксплуатации с 1986 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы. Реализация проекта позволит повысить надежность электроснабжения бытовых, промышленных, сельскохозяйственных потребителей Белгородской области.

Реконструкция ВЛ 35 кВ предусматривает замену опор, провода, линейной изоляции и грозотроса.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом и исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 35 кВ в 2022 году.

4.6.59. Реконструкция ВЛ 35 кВ Беловское – Стариково

Обоснованием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящихся в эксплуатации с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом и исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции данной ВЛ 35 кВ в 2022 году.

4.6.60. Реконструкция ВЛ 35 кВ Маслова Пристань – Водохранилище

Обоснованием реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящихся в эксплуатации с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшемся коррозии сверх нормы.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом и исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» реконструкции ВЛ 35 кВ в 2022 году.

4.6.61. Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ

В период 2017 – 2022 годов предусматривается замена грозозащитного троса на двадцати пяти ВЛ 110 кВ общей протяженностью 540,83 км.

Обоснованием замены грозозащитного троса на данных ВЛ 110 кВ является неудовлетворительное техническое состояние, а именно коррозия поверхности, излом пряжей и расплетение жил.

Проект направлен на замену морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

С учетом вышеизложенного существует обоснованная необходимость включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра» замены грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ в период 2017 – 2022 годов.

5. Прогнозируемый рост нагрузок на центрах питания 110 кВ и выше

Прогнозируемый рост нагрузок центров питания электросетевых компаний Белгородской энергосистемы напряжением 110 кВ и выше, с учетом находящихся на исполнении договоров технологического присоединения к электрическим сетям, выданных технических условий, поступивших заявок на технологическое присоединение, а также прогноза максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме¹⁴ приведен в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1.

Прогноз роста нагрузок на ПС 330 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения, кВ	Факт по результатам замеров в режимный день 21.12.2016 года				Прогноз на 31.12.2022 года					
			Номер тр-ра	S _{ном.} МВА	S _{нагр.} МВА	K _{загр.} %	S _{ном.} МВА	S _{нагр.} МВА	K _{загр.} %			
1	Белгород - 330	330/110/35	АТ-1	200	0,00	0,00	X					
2	Белгород - 330	330/110/35	АТ-2	135	48,75	36,11						
3	Белгород - 330	330/110/10	АТ-3	200	110,55	55,27						
4	Белгород (новая площадка)	330/110/10	АТ-1	250	0,00	0,00	250	164,41	65,76			
5	Белгород (новая площадка)	330/110/10	АТ-2	X	X	X	250	164,41	65,76			
6	Валуйки - 330	330/110/35	АТ-1	200	66,94	33,47	200	70,15	35,07			
7	Валуйки - 330	330/110/35	АТ-3	200	70,04	35,02	200	73,39	36,69			
8	Губкин-330	220/110/35	АТ-1	125	42,72	34,18	X					
9	Губкин-330	220/110/35	АТ-2	125	44,05	35,24						
10	Губкин-330	330/110/35	АТ-3	200	90,97	45,49						
11	Губкин-330	330/110/35	АТ-4	200	74,44	37,22	X					
12	Губкин (новая площадка)	330/110/10	АТ-1	X	X	X				200	168,23	84,12
13	Губкин (новая площадка)	330/110/10	АТ-2	200	0,00	0,00				200	168,23	84,12
14	Ст.Оскол-500	500/330/35	АТ-1	501	91,40	18,24	501	95,78	19,12			
15	Ст.Оскол-500	500/330/35	АТ-2	501	91,40	18,24	501	95,78	19,12			
16	Ст.Оскол-500	500/110/35	АТ-3	250	139,90	55,96	250	106,90	42,76			
17	Ст.Оскол-500	500/110/35	АТ-4	250	140,89	56,36	250	106,90	42,76			
18	Ст.Оскол-500	500/110/35	АТ-5	X	X	X	250	106,90	42,76			
19	Металлургическая	330/110/10	АТ-1	200	60,83	30,41	200	63,74	31,87			
20	Металлургическая	330/110/35	АТ-2	200	65,38	32,69	200	68,51	34,25			
21	Металлургическая	750/330/15	АТ-3	999	504,34	50,48	999	528,49	52,90			
22	Металлургическая	750/330/15	АТ-4	999	483,35	48,38	999	506,50	50,70			
23	Металлургическая	750/500/15	АТ-5	1251	336,34	26,89	1251	352,44	28,17			
24	ШБХЗ	330/110/6	АТ-1	125	72,74	58,19	125	76,22	60,97			
25	Фрунзенская	330/110/10	АТ-2	195	117,72	60,37	195	126,33	64,79			
26	Фрунзенская	330/110/10	АТ-1	195	118,58	60,81	195	127,23	65,25			

¹⁴ По данным СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы

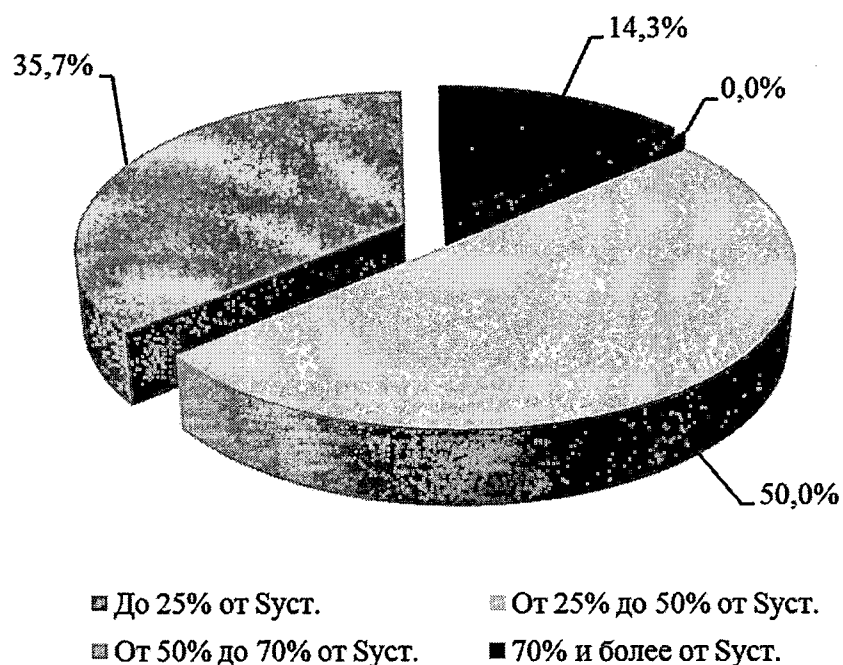
Прогноз роста нагрузок на ПС 110 кВ и филиала ПАО «МРСК Центра» -
«Белгородэнерго»

№ п/п	Подстанция	U _{ном.} , кВ	S _{уст.} , МВА	Факт по результатам замеров в режимный день 21.12.2016 г.		Прогноз на 31.12.2022 г.				
				S _{нагр.} , МВА	Профицит / дефицит, МВА (в режиме n-1)	U _{ном.} , кВ	S _{уст.} , МВА	S _{max.} , МВА	K _{загр.} , % (ПС)	Профицит / дефицит, МВА (в режиме n-1)
1	Авторемзавод	110/6	16+16	10,09	6,71	110/6	16+16	11,80	36,88	5,00
2	Айдар	110/35/10	16+10	8,72	1,78	110/35/10	16+10	9,17	35,28	1,33
3	Александровка	110/35/10	25+25	21,87	4,38	110/35/10	25+25	25,11	50,23	1,14
4	Алексеевка районная	110/35/10	25+25+25	53,72	-1,22	110/35/10	25+25+25	64,11	85,48	-11,61
5	Архангельское	110/35/10	16+10	12,39	-1,89	110/35/10	16+16	15,83	60,88	0,97
6	Белгород-1	110/6/6	40+40+40	40,17	43,83	110/6/6	40+40+40	43,86	36,55	40,14
7	Борисовка	110/35/10	16+16	11,75	5,05	110/35/10	16+16	13,36	41,75	3,44
8	Вейделевка	110/35/10	10+10	5,94	4,56	110/35/10	10+10	6,24	31,20	4,26
9	Верхняя Покровка	110/35/10	10+10	12,03	-1,53	110/35/10	10+10	12,60	63,01	-2,10
10	Ватугинская					110/10	6,3+6,3	5,18	41,08	1,44
11	Витаминный комбинат	110/6/6	40+40	21,10	20,90	110/6/6	40+40	31,84	39,80	10,16
12	Волоконовка	110/35/10	25+25	18,91	7,34	110/35/10	25+25	28,75	57,51	-2,50
13	Восточная	110/35/6	40+40	49,70	-7,70	110/35/6	40+40	39,51	49,39	2,49
14	Голофеевка	110/10	10+10	2,34	8,16	110/10	10+10	2,45	12,26	8,05
15	Готня	110/10	16+16	9,01	7,79	110/10	16+16	12,87	40,23	3,93
16	Грайворон	110/35/10	16+16	18,61	-1,81	110/35/10	32+32	22,04	34,44	11,56
17	Долгая Поляна	110/35/10	6,3	1,92	4,70	110/35/10	6,30	2,01	31,89	4,61
18	Донец	110/6/6	40+40	25,37	16,63	110/6/6	40+40	29,44	36,80	12,56
19	Дубовое	110/10	40+40	21,02	20,98	110/10	40+40	26,43	33,03	15,57
20	Журавлики	110/35/6	25+40	19,20	7,05	110/35/6	25+40	21,30	32,78	4,95
21	Западная	110/10	16+16	17,44	-0,64	110/10/6	25+25	21,31	42,63	4,94
22	Ивня	110/35/10	10+10	7,02	3,48	110/35/10	10+10	7,68	38,41	2,82
23	Казацкие Бугры	110/10/6	25+25	10,40	15,85	110/10/6	25+25	11,76	23,51	14,49
24	Коньшино	110/35/10	3,2	0,35	3,01	110/35/10	3,20	0,36	11,37	3,00
25	Короча	110/35/10	16+16+16	30,36	3,24	110/35/10	40+40	36,76	45,94	5,24
26	Котел-110					110/10	25+25	23,00	46,00	3,25
27	Крапивенская	110/10	16+16	6,97	9,83	110/10	16+16	11,89	37,14	4,91
28	Красная Яруга	110/35/10	16+16	10,28	6,52	110/35/10	16+16	11,53	36,02	5,27
29	Красногвардейское	110/35/10	16+16	15,55	1,25	110/35/10	16+16	17,95	56,08	-1,15
30	Крейда	110/35/6	25+25	10,62	15,63	110/35/6	25+25	19,25	38,49	7,00
31	Майская	110/10/10	40+40	17,14	24,86	110/35/10	40+40	40,01	50,01	1,99
32	Максимовка	110/35/10	16+16	7,21	9,59	110/35/10	16+16	7,57	23,66	9,23
33	Малиновка	35/10	10+10	9,38	1,12	110/35/10	16+16	18,38	57,44	-1,58
34	Нежеголь	110/10	40+40	7,42	34,58	110/10	40+40	7,78	9,72	34,22
35	Новый Оскол	110/35/10	31,5+25	18,52	7,73	110/35/10	31,5+25	20,81	36,83	5,44
36	Обуховская	110/10/10	25+25	2,06	24,19	110/10/10	25+25	24,41	48,83	1,84
37	Оросительная	110/35/10	16+16	15,74	1,06	110/35/10	16+16	16,51	51,59	0,29
38	Очистные	110/6	16+16	4,71	12,09	110/6	16+16	5,87	18,34	10,93
39	Пищепром	110/10/6	25+25	8,89	17,36	110/10/6	25+25	13,35	26,70	12,90
40	Промышленная	110/10/10	25+25	17,20	9,05	110/10/10	25+25	21,57	43,15	4,68
41	Птицефабрика	110/10	16+16	12,10	4,70	110/10	16+16	13,20	41,26	3,60
42	Пушкарная	110/10/10	40+40	18,97	23,03	110/10/10	40+40	26,82	33,53	15,18
43	Ракитное	110/35/10	16+16	14,17	19,43	110/35/10	16+16	14,84	46,39	18,76

№ п/п	Подстанция	U _{ном.} , кВ	S _{уст.} , МВА	Факт по результатам замеров в режимный день 21.12.2016 г.		Прогноз на 31.12.2022 г.				
				S _{нагр.} , МВА	Профицит / дефицит, МВА (в режиме п-1)	U _{ном.} , кВ	S _{уст.} , МВА	S _{max.} , МВА	K _{загр.} , % (ПС)	Профицит / дефицит, МВА (в режиме п-1)
44	Ровеньки	110/35/10	16	6,60	10,20	110/35/10	16,00	7,98	49,85	8,82
45	Рудник	110/35/6	25+25	18,66	7,59	110/35/6	25+25	20,24	40,47	6,01
46	Северная	110/10/10	40+40	22,09	19,91	110/10/10	40+40	33,02	41,28	8,98
47	Серебрянка	110/35/10	10	1,18	9,32	110/35/10	10,00	1,30	12,96	9,20
48	Скородное	110/35/10	16+16	12,64	4,16	110/35/10	16+16	13,25	41,39	3,55
49	Старый Оскол-1	110/35/6	25+20+25	22,68	24,57	110/35/6	25+20+25	25,68	34,23	21,57
50	Стрелецкая	110/35/10	16+16	11,99	4,81	110/35/10	16+16	14,75	46,09	2,05
51	Строитель	110/6	15+15	12,61	3,14	110/10/6	25+25	14,71	29,42	11,54
52	Томаровка	110/35/10	16+16	17,66	-0,86	110/35/10	16+16	20,81	65,02	-4,01
53	Химзавод	110/6/6	32+32	20,41	13,19	110/6/6	32+32	22,13	34,57	11,47
54	Центральная	110/10/10	40+40	24,16	17,84	110/10/10	40+40	29,89	37,37	12,11
55	Черемошное	110/35/10	25+25	17,59	8,66	110/35/10	25+25	21,60	43,19	4,65
56	Чернянка	110/35/10	16+16	18,37	-1,57	110/35/10	16+16	20,54	64,19	-3,74
57	Шебекино	110/35/6	40+40	30,10	11,90	110/35/6	40+40	27,43	34,29	14,57
58	Шеино	110/10	10+6,3	4,38	2,24	110/10	10+10	8,62	43,10	1,88
59	Южная	110/10/6	40+40	41,10	0,90	110/10/6	40+40+25+25	47,29	36,38	47,21

На рисунке 5.1 представлена структура прогнозной загрузки автотрансформаторов, имеющих обмотку 110 кВ, установленных на ПС 330-750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и подстанций 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

Структура загрузки автотрансформаторов с обмоткой 110 кВ на ПС 330-750 кВ (прогноз)



Структура загрузки ПС 110 кВ (прогноз)

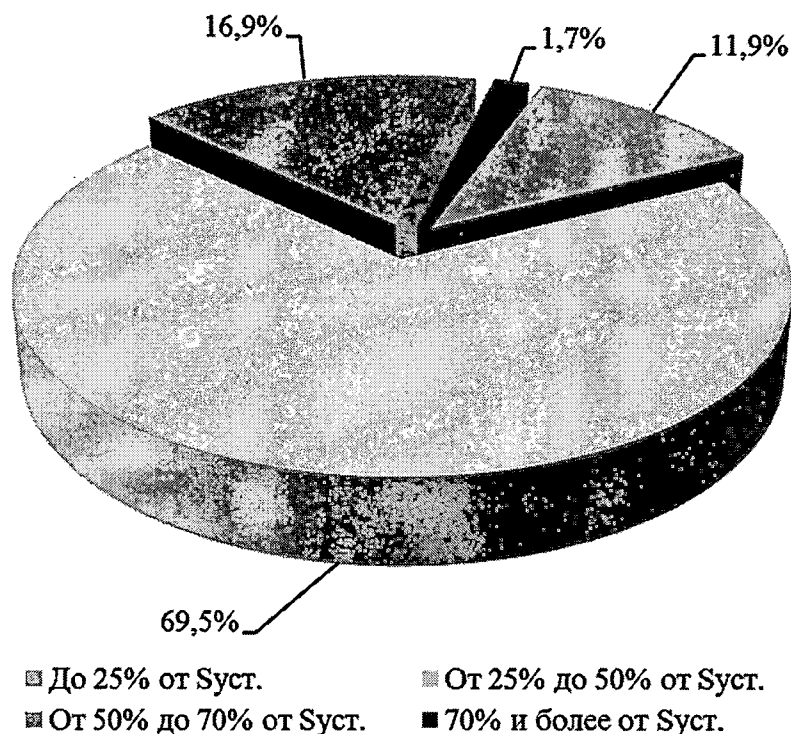


Рис. 5.1. Структура прогнозной загрузки центров питания 110 кВ и выше электросетевых компаний Белгородской энергосистемы

Из 14 автотрансформаторов филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, имеющих обмотку 110 кВ, прогнозируемый коэффициент загрузки на конец 2022 года составит:

– от 25 до 50 процентов – 7 штук или 50 процентов суммарной установленной мощностью – 1550 МВА;

– от 50 процентов до 70 процентов – 5 штук или 35,7 процента суммарной установленной мощностью – 1015 МВА;

– 70 процентов и более – 2 штуки или 14,3 процента суммарной установленной мощностью – 400 МВА.

Из 59 подстанции филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» с высшим классом напряжения 110 кВ прогнозируемый коэффициент загрузки на конец 2022 года составит:

– 25 процентов и менее – 7 штук или 11,9 процента суммарной установленной мощностью – 227,2 МВА;

– от 25 процентов до 50 процентов – 41 штука или 69,5 процента суммарной установленной мощностью – 2139,4 МВА;

– от 50 процентов до 70 процентов – 10 штук или 16,9 процента суммарной установленной мощностью – 386,0 МВА;

– 70 процентов и более – 1 штука или 1,7 процента суммарной установленной мощностью – 75,0 МВА.

В режиме n-1, при аварийном отключении одного силового трансформатора, оставшийся в работе силовой трансформатор будет работать

с нагрузкой, превышающей номинальную мощность на 7 подстанциях 110 кВ. Перечень данных ПС 110 кВ представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3.

ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго», прогнозируемая нагрузка которых превышает номинальную мощность установленного трансформатора в режиме n-1

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Суммарная нагрузка ПС, МВА	в % к $S_{\text{ном}}$.
1	Алексеевка районная	110/35/10	25+25+25	64,11	128,22
2	Верхняя Покровка	110/35/10	10+10	12,6	126,03
3	Волоконовка	110/35/10	25+25	28,75	115,02
4	Красногвардейское	110/35/10	16+16	17,95	112,16
5	Малиновка	110/35/10	16+16	18,38	114,88
6	Томаровка	110/35/10	16+16	20,81	130,04
7	Чернянка	110/35/10	16+16	20,54	128,39

6. Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.
Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1.

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей								Прогнозная стоимость										
							2017		2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
		км	МВА				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	
	ВСЕГО ПО ПРОГРАММЕ, в том числе	2 147,771	1 242,0		23 372,429			393,0	98,6	328,643	598,3	410,139	351,1	311,407	90,1	343,765	44,5	360,772	53,4	5 251,236	5 285,263	4 247,264	3 405,999	2 861,945	2 320,723
	ПАО «ФСК ЕЭС» (ФСК)	92,000	700,0		4 865,600			0,000	0,0	92,000	450,0	0,000	250,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	1 695,200	1 510,700	1 430,000	229,700	0,000	0,000
	ПАО «МРСК Центра» (РСК)	2 055,771	542,0		18 506,829			393,0	98,6	236,643	148,3	410,139	101,1	311,407	90,1	343,765	44,5	360,772	53,4	3 556,036	3 774,563	2 817,264	3 176,299	2 861,945	2 320,723
1.	В электрических сетях ФСК всего:	92,000	700,0		4 865,600			0,000	0,0	92,000	450,0	0,000	250,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	1 695,200	1 510,700	1 430,000	229,700	0,000	0,000
1.1.	Новое строительство	92,000	0,0		1 349,200			0,000	0,0	92,000	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	7,500	49,300	1 180,000	112,400	0,000	0,000
	Строительство ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Старый Оскол № 2	92,000			1 349,200	2018				92,000										7,500	49,300	1 180,000	112,400		
1.2.	Реконструкция	0,000	700,0		3 516,400			0,000	0,0	0,000	450,0	0,000	250,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	1 687,700	1 461,400	250,000	117,300	0,000	0,000
	Реконструкция ПС 300 кВ Старый Оскол ¹⁵		250,0	Установка автотрансформатора 500/110/35 кВ АТ-5 мощностью 250 МВА	1 564,300	2017					250,0									917,300	647,000				
	Реконструкция ПС 330 кВ Губкин-330		200,0	Комплексная реконструкция	1 088,500	2017					200,0									638,300	450,200				
	Реконструкция ПС 330 кВ Белгород-330		250,0	Комплексная реконструкция	863,600	2019						250,0								132,100	364,200	250,000	117,300		
2.	В электрических сетях РСК всего	2 055,771	542,0		18 506,829			393,0	98,6	236,643	148,3	410,139	101,1	311,407	90,1	343,765	44,5	360,772	53,4	3 556,036	3 774,563	2 817,264	3 176,299	2 861,945	2 320,723
2.1.	Новое строительство	2 055,771	368,2		8 845,015			393,0	74,3	236,643	112,3	410,139	49,1	311,407	40,1	343,765	44,5	360,772	47,9	1 508,516	2 285,856	1 032,891	1 028,638	1 680,229	1 308,885

¹⁵ Согласно утвержденному проекту инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 – 2020 годы, окончание реализации проекта «Расширение ПС 500 кВ Старый Оскол». Установка АТ-5 500/110 кВ запланировано на 2019 год

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость								
		км	МВА				2017		2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
							км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА							млн руб. с НДС
	Строительство ВЛ 110 кВ от опоры № 136 ВЛ 110 кВ Томаровка - Красная Яруга до ПС 110/35/10 Малиновка; строительство ВЛ 110 кВ от опоры № 73 ВЛ 110 кВ Томаровка - Красная Яруга до ПС 110/35/10 Малиновка	6,800		Строительство ВЛ 110 кВ от опоры № 136 ВЛ 110 кВ Томаровка - Красная Яруга до ПС 110/35/10 кВ Малиновка; строительство ВЛ 110 кВ от опоры № 73 ВЛ 110 кВ Томаровка - Красная Яруга до ПС 110/35/10 кВ Малиновка	92,032	2017	6,800												92,032						
	Строительство ПС 110/10 кВ Ватугинская		12,6	Строительство ПС 110/10 кВ Ватугинская	306,285	2018						12,6							30,629	275,656					
	Строительство ПС 110/10 кВ Котел-110		50,0	Строительство ПС 110/10 кВ Котел-110	380,000	2018						50,0							38,000	342,000					
	Строительство ВЛ 110 кВ Валуйки - Ватугинская - Волоконовка	11,000		Строительство ВЛ 110 кВ Валуйки - Ватугинская - Волоконовка	108,037	2018						11,000							10,804	97,233					
	Строительство ВЛ 110 кВ Голофеевка - Котел-110	42,000		Строительство ВЛ 110 кВ Голофеевка - Котел-110	412,524	2018						42,000							41,252	371,272					
	Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Малиновка - Красная Яруга	70,000		Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Малиновка - Красная Яруга	723,501	2021								70,000							36,175	36,175	651,151		
	Электрические сети напряжением 35 кВ	127,700	0,0	Строительство ПС и ЛЭП напряжением 35 кВ	449,820	2017-2022	57,50		7,200				21,000			42,000			212,155	22,637		71,676		143,352	
	Электрические сети напряжением 0,4-10 кВ	1 798,271	305,6	Строительство ТП и ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ	6 372,816	2017-2022	328,7	74,282	176,443	49,722	410,139	49,135	290,407	40,064	273,765	44,528	318,772	47,870	1 083,644	1 177,058	996,716	920,787	1 029,078	1 165,533	
2.2.	Реконструкция	0,000	173,8		9 661,814		0,000	24,3	0,000	36,0	0,000	52,0	0,000	50,0	0,000	0,0	0,000	5,5	2 047,520	1 488,706	1 784,373	2 147,661	1 181,716	1 011,838	
	Реконструкция ПС 110/10 кВ Шеино		3,7	Замена одного силового трансформатора мощностью 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА, установка секционного выключателя 110 кВ, замена устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ	186,564	2017		3,7											186,564						

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость														
		2017					2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022									
		кВт	МВА				кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС					
	Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Пушкарная (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена ОД-КЗ 110 кВ на ЭВ 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ТН 110 кВ, размещение РУ 10 кВ и ОПУ в БМЗ, устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ	196,247	2017																			196,247						
	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 110/10/10 кВ Пушкарная	0,000		Переустройство заходов ВЛ 110 кВ	208,830	2017																				208,830					
	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена оборудования на ОРУ 35 кВ – МВ 35 на ЭВ 35, замена устройств РЗА, ТМ и ТК	72,620	2017																					72,620				
	Реконструкция ПС 110/35/6 Шебекино (устройства РЗА в связи со строительством КЛ 35 кВ Муром - Новая Таволжанка, без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Монтаж ДГК 35 кВ, реконструкция устройств РЗА	35,036	2017																					35,036				
	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Черемшное (устройства РЗА в связи со строительством КЛ 35 кВ Муром - Новая Таволжанка, без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Монтаж ДГК 35 кВ, реконструкция устройств РЗА	14,843	2017																					14,843				
	Реконструкция ПС 35/10 кВ Малиновка в ПС 110/35/10 кВ с организацией ОРУ 110 кВ и заменой силовых трансформаторов 2х10 на 2х16 МВА		12,0	Строительство на новой площадке ПС 110/35/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью 2х16 МВА	333,600	2017		12,0																			333,600				

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость							
		2017					2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022		
		км	МВА				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС		
	Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная		18,0	Перевод на класс напряжения 110/10/6 кВ с заменой двух трансформаторов на трансформаторы мощностью по 25 МВА, замену МВ 10 кВ, замену разъединителей 110 кВ, реконструкцию строительной части, оборудования ТМ и АСДУ	149,897	2018													14,990	134,907				
	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон (замена силовых трансформаторов 2х16 на 2х25 МВА)		18,0	Замена двух силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2х16 МВА на трансформаторы 2х32 МВА	93,809	2018													9,381	84,428				
	Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ	73,110	2018													7,311	65,799				
	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Александровка (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 35 кВ на ЭВ 35, монтаж новой ячейки 35 кВ для подключения проектируемой ВЛ 35 кВ Александровка-Гостицево	52,801	2018													5,280	47,521				
	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 110 кВ на ЭВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ	35,991	2018													3,599	32,392				

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость							
		2017					2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022		
		км	МВА				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС		
	Комплексная реконструкция ПС 110/10 кВ Готня (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 10 кВ на ВВ 10 кВ и МВ 110 кВ на ЭВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части	44,022	2018												4,402	39,620					
	Комплексная реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ, замена ТТ 35 кВ и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ	69,172	2018												6,917	62,255					
	Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская с организацией РУ 35 кВ и заменой силовых трансформаторов 110/10/10 кВ на силовые трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА		0,0	Организация РУ 35 кВ, замена силовых трансформаторов 110/10/10 кВ на силовые трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА, монтаж ДТК 10 кВ	168,239	2018												16,824	151,415					
	Реконструкция ПС 110 Коньшино (замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 110 кВ на ЭВ 110 кВ	22,195	2019													2,220	19,975				

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость							
		2017					2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022		
		км	МВА				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС		
	Комплексная реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена ОД-КЗ на ЭВ 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ТН 110 кВ, установка нового ЗРУ 10 кВ и ОПУ в БМЗ, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА и оборудования ТМ и АСДУ	111,278	2019													11,128	100,150				
	Комплексная реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское		6,0	Замена силового трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 16 МВА, МВ 10 кВ на ВВ 10 кВ, МВ 35 и 110 кВ на ЭВ 35 и ЭВ 110 кВ, измерительных ТТ и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ	83,480	2019													8,348	75,132				
	Комплексная реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные (без изменения трансформаторной мощности)		0,0	Замена МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ, замена измерительных ТТ 6 кВ и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ	34,544	2019													3,454	31,090				

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость															
		кВт	МВА				2017		2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022								
							кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС						
	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча с переносом ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10 (ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, ОРУ 35 кВ по схеме № 35-9, ЗРУ 10 кВ в БМЗ)		32,0	Перенос ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10 (ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, ОРУ 35 кВ по схеме № 35-9, ЗРУ 10 кВ в БМЗ)	609,646	2019																					9,650	50,350	549,646			
	Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Шейно - Короча и ВЛ 110 кВ Короча - Скородное для обеспечения захода ВЛ 110 кВ на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча (протяженность реконструируемого 2-цепного участка 0,47 км, 1-цепного 0,73 км)			Для обеспечения захода ВЛ 110 кВ на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча	13,143	2019																						1,314	11,829			
	Релейная защита ПС 110/35/10 кВ Скородное (в рамках реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча)			Замена измерительных ТТ 110 кВ и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ	2,278	2019																						2,278				

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость							
		2017					2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022		
		кВт	МВА				кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	кВт	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС		
	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель. Замена двух трансформаторов ТДН-15000/110/6 на два трансформатора ТДТН-25000/110/10/6		20,0	Замена двух трансформаторов ТДН-15000/110/6 на два трансформатора ТДТН-25000/110/10/6, замена МВ 110 кВ на элегазовые, установка ТТ и ТН 110 кВ с оптоволоконном, монтаж ЗРУ 10 кВ в БМЗ)	180,932	2019													18,093	162,839				
	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная. Замена силовых трансформаторов 2х40 на 2х40 и 2х25 МВА, РУ 110, 10, 6 кВ, панелей РЗА; строительство здания КРУЭ 110 кВ, РУ 6 кВ РУ 10 кВ		50,0	Замена силовых трансформаторов 2х40 на 2х40 и 2х25 МВА, РУ 110, РУ 10, 6 кВ, панелей РЗА; строительство многоэтажного здания для размещения КРУЭ 110 кВ, РУ 6 и 10 кВ	1 474,597	2020													14,746	147,460	1 312,39			
	Реконструкция заводов на ПС 110/10/6 кВ Южная (кабельно-воздушные заводы ЛЭП 110 кВ)			Кабельно-воздушные заводы ЛЭП 110 кВ	10,696	2020															10,696			
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол - тяговая			Замена опор (на стальные многогранные), грозотроса, провода и подвесной изоляции	23,904	2020															23,904			
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Оскол - Верхняя Покровка (замена провода)			Замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции	126,958	2020														12,696	114,262			

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей										Прогнозная стоимость										
		км	МВА				2017		2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022			
							млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС						
	ПС 110 кВ Старый Оскол-1: реконструкция ОРУ 110 кВ с изменением схемы и заменой оборудования, замена приводов РПН силовых трансформаторов, реконструкция ЗРУ 6 кВ с заменой оборудования, монтаж дуговой защиты			Изменение схемы ОРУ 110 и 35, ЗРУ 6 кВ, реконструкция строительной части, демонтаж одного силового трансформатора мощностью 20 МВА, замена приводов РПН силовых трансформаторов, панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, замена АКБ	109,409	2021																10,940	98,469				
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка - Чернянка с заменой изоляторов, опор, грозотроса			Замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции	185,468	2021																		18,547	166,921		
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна			Замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции	43,824	2021																		4,382	39,442		
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Центральная (замена опор)			Замена опор	83,734	2021																			8,373	75,361	
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород - Луч			Замена опор (на стальные многогранные), оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции	60,257	2021																			6,026	54,231	
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка - Коньшино (замена провода, опор, грозотроса на 47,1 км 1-цепной ВЛ 110 кВ)			Замена опор, оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции	283,500	2022																			2,835	28,350	252,315

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция)	Прирост		Описание работ	Полная стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода, выполнения реконструкции	Ввод мощностей								Прогнозная стоимость									
		км	МВА				2017		2018		2019		2020		2021		2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022
							км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС	млн руб. с НДС
	Реконструкция ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч - Черемошное (замена провода, опор, грозотроса на 35,9 км 2-цепной ВЛ 110 кВ)			Замена опор, оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции	237,878	2022														2,396	23,958	211,524		
	Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ			Замена грозозащитного троса	248,439	2017-2021													40,880	24,730	9,388	173,441		
	Электрические сети напряжением 35 кВ	0,000	14,1	Реконструкция ПС и ЛЭП напряжением 35 кВ	884,597	2017-2022		8,6								5,5	249,009	195,046	119,987	178,963		141,592		
	Электрические сети напряжением 0,4-10 кВ	0,000	0,0	Реконструкция ТП и ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ	3 096,276	2017-2022											631,537	540,940	541,903	453,946	521,543	406,407		

