



БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

ГУБЕРНАТОР БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

« 29 » апреля 20 19 г.

Белгород

№ 30

**Об утверждении схемы и программы
развития электроэнергетики
Белгородской области на 2020 – 2024 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 **п о с т а н о в л я ю :**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 – 2024 годы (прилагается).

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Белгородской области от 25 апреля 2018 года № 52 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2019 – 2023 годы».

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

4. Настоящее постановление вступает в силу с 1 мая 2019 года.

Губернатор
Белгородской области



Е.С. Савченко

Приложение

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Губернатора
Белгородской области

от 29 апреля 2019 г.

№ 30

Схема и программа развития электроэнергетики
Белгородской области на 2020 – 2024 годы

г. Белгород

Оглавление

Введение.....	11
1. Общая характеристика Белгородской области.....	12
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период	17
2.1. Диспетчерское управление.....	17
2.2. Генерирующие компании.....	17
2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики.....	18
2.3. Электросетевые компании.....	18
2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании.....	19
2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности	19
2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии.....	22
2.7. Динамика изменения максимума нагрузки	25
2.8. Структура установленной электрической мощности.....	26
2.9. Структура выработки электроэнергии	27
2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области.....	28
2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона	28
2.11.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.....	28
2.11.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.....	30
2.11.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»	32
2.11.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра»- «Белгородэнерго»	36
2.11.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций	41
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области	48
4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области.....	49
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области....	49
4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности.....	51
4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии.....	52

4.4.	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области.....	53
4.5.	Прогноз технологических присоединений.....	54
4.6.	Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы.....	60
5.	Расчеты электроэнергетических режимов электрической сети напряжением 35 кВ и выше.....	69
5.1.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2020 года.....	70
5.1.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	70
5.1.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	70
5.1.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	70
5.1.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	70
5.2.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2020 года.....	70
5.2.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	70
5.2.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	71
5.2.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	71
5.2.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	72
5.3.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2020 года.....	72
5.3.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	72
5.3.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	72
5.3.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	72

5.3.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	72
5.4.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020 года	73
5.4.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	73
5.4.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	73
5.4.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	74
5.4.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	74
5.5.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2021 года	74
5.5.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	74
5.5.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	74
5.5.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	74
5.5.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	75
5.6	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2021 года	75
5.6.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	75
5.6.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	75
5.6.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	76
5.6.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	76
5.7.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2021 года	76

5.7.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	76
5.7.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	76
5.7.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	76
5.7.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	77
5.8.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2021 года	77
5.8.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	77
5.8.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	77
5.8.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	78
5.8.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	78
5.9.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2022 года	78
5.9.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	78
5.9.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	78
5.9.3.	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	78
5.9.4.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	79
5.10.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2022 года	79
5.10.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	79
5.10.2.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	79

5.10.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	80
5.10.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	80
5.11. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2022 года	80
5.11.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	80
5.11.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	81
5.11.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	81
5.11.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	81
5.12. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2022 года	81
5.12.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	81
5.12.2 В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	81
5.12.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	82
5.12.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	82
5.13. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2023 года	82
5.13.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	82
5.13.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	83
5.13.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	83
5.13.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	83

5.14. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2023 года	83
5.14.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	83
5.14.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	84
5.14.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	85
5.14.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	85
5.15. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2023 года	85
5.15.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	85
5.15.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	85
5.15.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	86
5.15.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	86
5.16. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2023 года	86
5.16.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	86
5.16.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	86
5.16.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	87
5.16.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	87
5.17. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2024 года	88
5.17.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	88

5.17.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	88
5.17.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	88
5.17.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	88
5.18. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2024 года.....	88
5.18.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	88
5.18.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	89
5.18.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	89
5.18.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	90
5.19. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2024 года.....	90
5.19.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	90
5.19.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	90
5.19.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	90
5.19.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	90
5.20. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2024 года.....	91
5.20.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	91
5.20.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	91
5.20.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	91

- 5.20.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди91
6. Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше.....99
7. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям99

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 – 2024 годы разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281, требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630, и протоколом 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 Шишкина А.Н. от 09 ноября 2010 года № АШ-369пр.

Основными целями схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области (далее – СиПРЭ Белгородской области) 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.

Задачами формирования СиПРЭ Белгородской области являются:

- 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);
- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов Белгородской энергосистемы по годам на пятилетний период 2020 – 2024 годов;
- анализ балансов мощности и электроэнергии в Белгородской области, предложенных в рамках СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы, для обеспечения баланса между производством и потреблением энергосистемы Белгородской области, 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 2020 – 2024 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.

СиПРЭ Белгородской области сформирована на основании:

- СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы;
- ежегодного отчета АО «СО ЕЭС» о функционировании Единой энергетической системы России;
- предложений системного оператора по развитию магистральных и распределительных сетей, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Белгородской области;
- сведений о заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2019 – 2023 годы, утвержденной постановлением Губернатора Белгородской области от 25 апреля 2018 года № 52;
- комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период 2019 – 2023 годов, разработанной филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» и согласованной Филиалом АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.

СиПРЭ Белгородской области подлежит к использованию в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

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, протяженность 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 в территории России составляет 0,2 процента, в территории 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. Территория изрезана балками (логами), оврагами, по которым разбросаны дубравы.

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 в отдельные годы 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 9 городских округов, 13 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 – 391,6 тыс. человек;
- Старый Оскол – 224,1 тыс. человек;
- Губкин – 86,8 тыс. человек;
- Шебекино – 41,9 тыс. человек;
- Алексеевка – 38,3 тыс. человек;

¹ Белгородская область в цифрах. 2018: Крат. стат. сб./Белгородстат. – 2018. – 300 с.

– Валуйки – 34,1 тыс. человек.

На рисунке 1.1 приведена административная карта Белгородской области.



Рисунок 1.1. Административная карта Белгородской области

Численность населения на 1 января 2018 года – 1549,9 тыс. человек, в том числе городского – 1044,5 тыс. человек (67,4 процента), сельского – 505,4 тыс. человек (32,6 процента), плотность населения – 57,1 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.

Белгородская область – высокоразвитый индустриально-аграрный регион, экономика которого опирается на колоссальные богатства недр и уникальные черноземы. В области сосредоточено 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, 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 общегосударственного значения Москва – Симферополь.

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 г. Белгород, имеющий статус международного, а также аэропорт в г. Старый Оскол.

Область является энергодефицитной: до 95 процентов 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», АО «Комбинат КМАруда», АО «Оскольский электрометаллургический комбинат», а также Яковлевский рудник ООО «Металл-груп».

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 им. 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 так же 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, по производству 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 «Краснояржская 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

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.

2.1. Диспетчерское управление²

Электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Белгородской области с 31 августа 2017 управляет Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, который входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

Установленная мощность объектов генерации на территории Белгородской области составляет 251 МВт, из них 185 МВт приходится на теплоэлектростанции (ТЭС) и 66 МВт – на станции промышленных предприятий (сахарные заводы). Наиболее крупные из этих объектов: Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ Луч, Губкинская ТЭЦ – филиала ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», Мичуринская ГТ-ТЭЦ – АО «ГТ Энерго».

Электросетевой комплекс Белгородской области образует 393 воздушные линии электропередачи классом напряжения 35-750 кВ общей протяженностью 6568,77 км и 280 трансформаторных подстанций напряжением 35-750 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов ПС 750-110 кВ составляет 14982,2 МВА.

Выработка электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Белгородской области в операционной зоне Курского РДУ, за 2018 год составила 814,7 млн кВт·ч, потребление – 15 906,3 млн кВт·ч.

Максимум потребления по энергосистеме Белгородской области составил 2244,29 МВт на 10 часов 00 минут 26 января 2018 года.

2.2. Генерирующие компании

Генерирующими компаниями Белгородской области являются:

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

² По данным электронного ресурса «Системный оператор единой энергетической системы» (http://www.so-cdu.ru/index.php?id=agcy_belgorod).

В эксплуатации генерирующих компаний находится 4 электростанции суммарной электрической мощностью 185 МВт, 5 электростанций находятся в эксплуатации промышленных предприятий (сахарные заводы) региона суммарной электрической мощностью 66 МВт.

2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики

На территории Белгородской области реализованы проекты в сфере альтернативной энергетике на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ):

Компания ООО «АльтЭнерго» входит в ООО «ГК Агро-Белогорье»:

– биогазовая станция (БГС) промышленных масштабов «Лучки» в Прохоровском районе (три блочных ТЭЦ) суммарной установленной мощностью 3,6 МВт;

– солнечная электростанция в Яковлевском районе (1320 модулей двух видов: аморфные и поликристаллические, с суммарной активной поверхностью 1230,2 кв. м) установленной мощностью 0,1 МВт;

– ветряная электростанция в Яковлевском районе (пять ветрогенераторов) суммарной установленной мощностью 0,1 МВт.

Компания ООО «Региональная энергетическая компания»:

– БГС «Байцуры» в Борисовском районе суммарной установленной мощностью 0,5 МВт.

В 2018 году на электростанциях ООО «АльтЭнерго» было выработано более 24 млн кВт·ч электроэнергии, в том числе БГС – 23,9 млн кВт·ч.

Электростанции на основе ВИЭ являются объектами распределенной генерации – выдают выработанную электроэнергию в распределительную электрическую сеть филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» на напряжении 0,4 кВ.

2.3. Электросетевые компании

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

В зону обслуживания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземного ПМЭС входят Орловская, Курская и Белгородская области.

На территории Белгородской области в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находится 21 линия электропередачи напряжением 220-750 кВ суммарной протяженностью 858,911 км и 7 подстанций напряжением 330-750 кВ общей установленной трансформаторной мощностью 8271 МВА.

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» обеспечивает передачу электроэнергии по распределительным сетям 0,4-110 кВ и осуществляет технологическое присоединение новых потребителей. Доля

присутствия в электросетевом комплексе Белгородской области превышает 98 процентов.

Протяженность электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» составляет 52 339,664 км, в том числе:

- ЛЭП 110 кВ – 2 436,212 км;
- ЛЭП 35 кВ – 2 759,862 км;
- ЛЭП 0,4-6-10 кВ – 47 143,59 км.

Количество обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» подстанций 35-110 кВ составляет 181 штука общей установленной трансформаторной мощностью 3 589,0 МВА, РП и ТП 6-10 кВ – 13 471 штука суммарной установленной трансформаторной мощностью 4 206,69 МВА.

2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании³

В январе 2019 года на территории Белгородской области на оптовом рынке электроэнергии и мощности осуществляли работу 16 сбытовых компаний, в том числе 1 гарантирующий поставщик электроэнергии (АО «Белгородэнергосбыт»):

- АО «Белгородэнергосбыт»;
- АО «КМА-Энергосбыт»;
- АО «Монокристалл»;
- АО «Первая сбытовая компания»;
- ЗАО «СК Короча»;
- ООО «ВН-Энерготрейд»;
- ООО «ГРИНН энергосбыт»;
- ООО «ГЭСК»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «Металлэнергофинанс»;
- ООО «РГК»;
- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- ООО «СбытЭнерго»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «Энергосистема».

2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности

Отчетная информация по динамике баланса электроэнергии и мощности⁴ за предшествующий 5-летний период на территории Белгородской области приведена в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно и на рисунке 2.1.

³ По данным электронного ресурса АИС «Рынки электроэнергии и мощности» (<http://ais.np-sr.ru/ru/iasen/index.htm>).

Таблица 2.1

Динамика баланса электроэнергии, млн кВт·ч

Показатели	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление электроэнергии	14 906,11	14 889,60	15 215,18	15 644,67	15 906,25
Выработка электроэнергии всеми электростанциями, в том числе:	799,59	740,90	596,60	743,77	814,70
Сальдо перетоков	14 106,52	14 148,70	14 618,58	14 900,91	15 091,55
Доля выработки электроэнергии собственных электростанций, %	5,36	4,98	3,92	4,75	5,12

Таблица 2.2

Динамика баланса электрической мощности, МВт

Показатели	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум потребления	2 178,66	2 134,03	2 218,74	2 219,57	2 244,29
Рабочая мощность электростанций	135,49	177,14	178,86	173,80	177,78
Нагрузка электростанций	126,43	157,25	127,73	142,31	128,34
Получение мощности из других энергосистем (сальдо перетоков)	2 052,23	1 976,78	2 091,01	2 077,26	2 115,95
Дефицит (-) / избыток (+)	-2 043,17	-1 956,89	-2 039,88	-2 045,77	-2 066,51
Доля мощности собственных электростанций, %	6,22	8,30	8,06	7,83	7,92

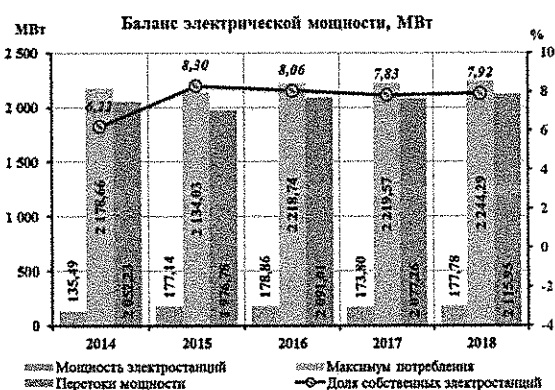


Рисунок 2.1. Динамика баланса электроэнергии и мощности.

Анализ отчетного баланса электроэнергии в энергосистемы Белгородской области показывает, что в 2018 году потребление электроэнергии увеличилось по отношению к 2017 году на 261,58 млн кВт·ч или на 1,67 процента.

⁴ Без учета выработки электроэнергии электростанциями, работающими изолированно от энергосистемы и электростанциями на основе ВИЭ.

В таблице 2.3 и на рисунке 2.2 приведена структура потребления электроэнергии на территории Белгородской области по видам экономической деятельности в 2017 – 2018 годах.

Таблица 2.3

Структура потребления электроэнергии

№ п/п	Вид экономической деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч		Отклонение	
		2018	2017	млн кВт·ч	%
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	953,9	892,9	61,0	6,8
2	Добыча полезных ископаемых	5 267,85	5 088,4	179,5	3,5
3	Обрабатывающие производства	5 177,10	4 562,1	615,0	13,5
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха. Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	1 571,50	1 378,0	193,5	14,0
5	Строительство	64,4	114,0	-49,6	-43,5
6	Транспортировка и хранение. Деятельность в области информации и связи	362,3	298,4	63,9	21,4
7	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов. Прочие виды экономической деятельности, не вошедшие в вышеперечисленные группировки	992,90	1 812,0	-819,1	-45,2
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	1 516,30	1 498,8	17,5	1,2
	Всего	15 906,25	15 644,6	261,7	1,7



Рисунок 2.2. Структура потребления электроэнергии.

Выработка электроэнергии собственными электростанциями в 2018 году по отношению к 2017 году увеличилась на 70,93 млн кВт·ч или на 9,54 процента, покрытие электропотребления за счет собственной генерации в 2018 году составило 5,12 процента.

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

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

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

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

Помимо перечисленных внешние связи энергосистемы Белгородской области образуют также шесть ВЛ 110 кВ, четыре 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 с отпайкой на ПС Губкин (новая площадка) и две с энергосистемой Воронежской области (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная I и II цепи).

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 Белгород (новая площадка).
5. ПС 330 кВ Фрунзенская.
6. ПС 330 кВ Шебекино.
7. ПС 330 кВ Губкин.
8. ПС 330 кВ Губкин (новая площадка).
9. ПС 330 кВ Лебеди.
10. ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка).
11. ПС 330 кВ Валуйки.
12. 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).

2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии

Белгородская область является высокоразвитым индустриально-аграрным регионом, в котором расположено множество крупных потребителей электроэнергии. В таблице 2.4 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, МВт
Более 100 МВт					
1	АО «Оскольский электрометаллургический комбинат»	г. Старый Оскол	Производство стали и стального сортового проката	3 580,50	505,41
2	ОАО «Стойленский ГОК»	г. Старый Оскол	Добыча и обогащение железных руд	1 470,10	189,37
3	ОАО «РЖД»	Белгородская область	Транспорт	239,10	51,197
4	АО «Лебединский ГОК»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	3554,96	460,00
Более 10 МВт					
5	ЗАО «Осколцемент»	г. Старый Оскол	Производство цемента	120,60	19,039
6	ООО «Белгранкорм»	Ракитянский район	Разведение сельскохозяйственной птицы	88,97	6,481
7	ЗАО «Белгородский цемент»	г. Белгород	Производство цемента	41,50	6,552
8	АО «Яковлевский ГОК»	п. Яковлево	Добыча и обогащение железных руд	45,44	7,197
9	АО «Комбинат КМАруда»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	175,20	24,552
10	ЗАО «Завод премиксов № 1»	Шебекинский городской округ	Производство премиксов	119,91	15,591
11	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	с. Погореловка Корочанского района	Производство продуктов из мяса	85,30	11,434
12	ООО «Белэнергомаш – БЗЭМ»	г. Белгород	Производство стальных металлоконструкций, паровых котлов, металлообработка	68,21	19,317
13	ООО «Белгородский завод сапфиров «Монокристалл»	г. Шебекино	Производство искусственного корунда	139,88	18,176
14	ЗАО «Приосколье»	Белгородская область	Разведение сельскохозяйственной птицы	172,20	8,578
15	ОАО «ЭФКО»	г. Алексеевка	Производство растительных и животных масел и жиров	138,00	18,118
16	ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий»	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	48,52	10,779
17	АО «Старооскольский завод автотракторного электрооборудования»	г. Старый Оскол	Производство электрооборудования для двигателей и транспортных средств	24,28	2,2429
18	ООО «Гринхаус»	Старооскольский городской округ	Выращивание овощей	65,21	40,0
Более 1 МВт					

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки, МВт
19	ООО «МПЗ Агро-Белогорье»	Яковлевский городской округ	Производство продуктов из мяса и мяса птицы	52,49	6,82
20	ООО «Южный полюс» (Сити молл «Белгородский»)	Белгородский район	Сдача внаем собственного нежилого недвижимого имущества	16,41	3,315
21	ООО «Белая птица-Белгород»	с. Поляна Шебекинского городского округа	Разведение сельскохозяйственной птицы	36,65	5,502
22	ОАО «Завод ЖБК-1»	г. Белгород	Производство изделий из бетона для использования в строительстве	11,28	2,617
23	АО «Корпорация «ГРИНН»	г. Белгород	Розничная торговля в неспециализированных магазинах	32,77	5,032
24	ОАО «Валуйкисахар» - Филиал Сахарный завод «Ника»	Волоконовский район, п. Пятницкое	Производство сахара	4,91	1,135
25	ООО «Техсапфир»	г. Белгород	Производство электрических печей	8,71	1,25
26	ЗАО «Цитробел»	г. Белгород	Производство готовых к употреблению пищевых продуктов и заготовок для их приготовления	0,71	0,19
27	ОАО «Алексеевский молочноконсервный комбинат»	г. Алексеевка	Производство молочных продуктов	15,45	2,21
28	ЗАО «Комбинат хлебопродуктов Старооскольский»	г. Старый Оскол	Производство муки из зерновых и растительных культур и готовых мучных смесей и теста для выпечки	21,41	2,93
29	ЗАО «Кондитерская фабрика «Славянка»	г. Старый Оскол	Производство кондитерских изделий	10,82	2,031
30	ООО «Пластилукс - групп»	г. Белгород	Производство сотового поликарбоната	8,82	1,39
31	ООО «РИО»	г. Белгород	Предоставление посреднических услуг, связанных с недвижимым имуществом	8,97	1,91
32	ОАО «Валуйский комбинат растительных масел»	г. Валуйки	Производство рафинированных растительных масел и жиров	9,22	2,27
33	АО «Гормаш»	г. Белгород	Производство машин и оборудования для добычи полезных ископаемых и строительства	10,68	2,15
34	ОАО «Шебекино-мел»	г. Шебекино	Добыча известняка, гипсового камня и мела	7,69	1,39

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки, МВт
35	ООО «Краснояружский сахарник»	п. Красная Яруга	Производство сахара	1,52	0,47
36	ОАО «Колос»	г. Белгород	Производство хлеба и мучных кондитерских изделий недлительного хранения	7,65	1,26
37	АО «Сахарный комбинат Большевик»	Грайворонский городской округ, с. Головчино	Производство сахара	0,99	0,43
38	ОАО «Мелстром»	Белгородский район	Добыча известняка, гипсового камня и мела	7,57	1,15

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки

Отчетные данные по изменению максимума нагрузки за 2014 – 2018 годы энергосистемы Белгородской области приведены в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.5

Динамика изменения максимума нагрузки в регионе

Показатели	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	2 178,66	2 134,03	2 218,74	2 219,57	2 244,29
Абсолютный прирост, МВт	62,18	-44,63	84,71	0,83	24,72
Относительный прирост, %	2,94	-2,05	3,97	0,04	1,11
Число часов использования максимума нагрузки	6 842	6 977	6 858	7 049	7087

В 10 часов 00 минут 26 января 2018 года при среднесуточной температуре наружного воздуха $-15,2$ °С потребление мощности достигло 2244,29 МВт, что больше величины предыдущего исторического максимума на 24,72 МВт, зафиксированного в Белгородской энергосистеме в 18 часов 00 минут 5 декабря 2017 года.



Рисунок 2.3. Динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы

2.8. Структура установленной электрической мощности⁵

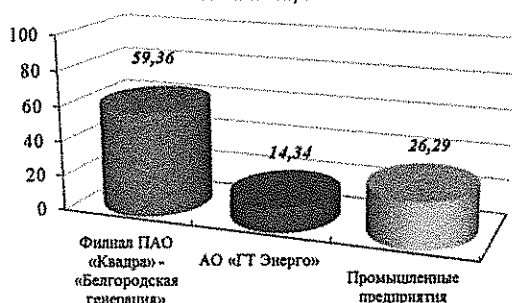
Структура и состав существующих электростанций Белгородской энергосистемы приведены в таблице 2.6, на рисунке 2.4 показана структура установленной электрической мощности на электростанциях по видам собственников и по типам станций.

Таблица 2.6

Электростанции Белгородской энергосистемы

Генерирующая компания (организация)	Электростанция	Количество и мощность генераторов, МВт	Суммарная установленная мощность, МВт	Место расположения
		ВСЕГО	251	
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»	всего, в том числе	7 / 149	149	
	Белгородская ТЭЦ	2×30	60	г. Белгород
	ГТУ ТЭЦ Луч	2×30	60	г. Белгород
	Губкинская ТЭЦ	9+2×10	29	г. Губкин
АО «ГТ Энерго»	всего, в том числе:	4 / 36	36	
	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	4×9	36	г. Белгород
Промышленные предприятия региона (сахарные заводы)	всего, в т.ч.:	10 / 66	66	
ООО «Русагро-Белгород»	ТЭЦ	6+12	18	г. Валуйки
ООО «Русагро-Белгород» - Филиал «Ника»	ТЭЦ	2×6	12	Волоконовский район
ООО «Дмитротарановский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	Белгородский район
ООО «Краснояржский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	п. Красная Яруга
АО «Сахарный комбинат Большевик»	ТЭЦ	2×6	12	Грайворонский район

Структура установленной мощности по видам собственности, %



Структура установленной мощности по типам станций, %

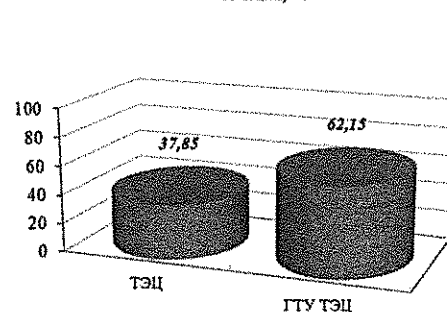


Рисунок 2.4. Структура установленной мощности электростанций Белгородской энергосистемы

⁵ Без учёта электростанций мощностью менее 5 МВт, а также работающих изолированно от энергосистемы.

За прошедший пятилетний период на территории Белгородской области введено (реконструировано) и выведено из эксплуатации объектов генерации не было.

2.9. Структура выработки электроэнергии⁶

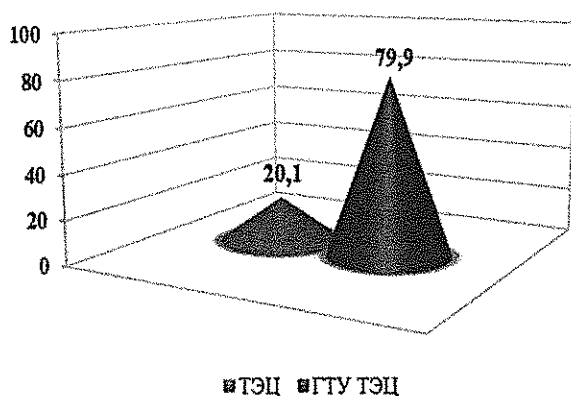
Структура выработки электроэнергии в 2018 году по видам собственности и типам электростанций Белгородской области приведена в таблице 2.7 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.7

Структура выработки электроэнергии

Показатели	Выработано электроэнергии, млн кВт·ч	Доля выработки, %
ВСЕГО, в том числе	814,7	100
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в том числе:	651,2	79,9
Белгородская ГТУ ТЭЦ	360,3	44,2
ГТУ ТЭЦ Луч	206,8	25,4
Губкинская ТЭЦ	84,1	10,3
АО «ГТ Энерго», в т.ч.:	84,1	10,3
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	84,1	10,3
Электростанции промышленных предприятий, в т.ч.:	79,4	9,7
ТЭЦ ООО «Русагро - Белгород» (г. Валуйки)	14,0	1,7
ТЭЦ ООО «Дмитротарановский сахарный завод»	20,9	2,6
ТЭЦ ООО «Русагро - Белгород» - Филиал «Ника»	14,8	1,8
ТЭЦ ООО «Краснояржукский сахарник»	15,4	1,9
ТЭЦ АО «Сахарный комбинат Большевик»	14,3	1,8

Структура выработки электроэнергии по типам станций, %



Структура выработки электроэнергии по видам собственников, %



Рисунок 2.5. Структура выработки электроэнергии Белгородской энергосистемы

⁶ Без учёта электростанций мощностью менее 5 МВт, а также работающих изолированно от энергосистемы.

2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области

Данные по изменению основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области за период 2014 – 2018 годов приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Основные показатели энерго- и электроэффективности

№ п/п	Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
1	ВРП, млрд руб.	619,678	686,357	725,300	774,700	835,200
2	Электроёмкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	24,05	21,69	20,98	20,19	19,04
3	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел в год	9 653,59	9 619,23	9 816,01	10 074,49	10 262,79
4	Электровооружённость труда в экономике, тыс. кВт·ч на одного занятого в экономике	19,17	19,05	19,63	19,04	20,99

2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона

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

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

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

№	Наименование ВЛ	U _{ном.} , кВ	Год ввода	Протяжённость (полная), км	Протяжённость (на балансе ЧПМЭС), км	Тип провода	Протяжённость участка по Белгородской области, км
1	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Металлургическая	750	1982	189,900	189,900	4×АСО 500/64	60,800
2	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №1	500	1976	106,920	90,514	3×АС 330/43	18,010
3	ВЛ 500 кВ Старый Оскол – Металлургическая	500	1982	35,500	35,500	3×АС 330/43	35,500
4	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди	330	2015	103,848	95,928	2×АС 300/39	103,848
5	ВЛ 330 кВ Белгород – Шебекино	330	1963	27,170	27,170	2×АС 400/51	48,900

№	Наименование ВЛ	U _{ном} , кВ	Год ввода	Протяженность (полная), км	Протяженность (на балансе ЧПМЭС), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
			1995	21,730	21,730		
6	ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино	330	1963	75,700	16,220	2×АС 400/51	38,100
			1995	75,700	21,880		
7	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	330	1969	149,8	126,100	2×АС 240/32	85,410
8	ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Лебеди	330	1965	10,087	10,087	2×АСО 330/39	10,087
9	ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Губкин	330	2016	1,319	1,319	2×АС 330/39	1,319
10	ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород	330	2016	2,114	2,114	2×АС 400/51	2,114
11	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	330	1967	185,900	44,600	2×АС 300/39	44,600
12	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево	330	1968	130,500	43,400	2×АС 400/51	43,400
						2×АС 400/63	
13	ВЛ 330 кВ Metallургическая – Валуйки	330	1999	123,200	123,200	2×АС 500/64	123,200
						2×АС 300/39	
						2×АС 240/32	
14	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК 1	330	1984	11,600	10,890	2×АС 500/64	11,600
15	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК 2	330	1984	11,560	10,850	2×АС 500/64	11,560
16	ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол	330	1979	25,830	25,830	2×АС 300/39	25,830
17	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 1	330	1984	18,890	18,190	2×АС 500/64	18,890
18	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 2	330	1984	18,900	18,200	2×АС 500/64	18,900
19	ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Фрунзенская	330	1964	34,128	34,128	2×АС 300/39	34,128
20	ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская	330	1964	129,500	116,700	2×АС 300/39	69,300
			2000		12,800		
			2006		0,300		
21	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	220	1961	110,220	110,220	АС 400/64	49,360

Сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.10.

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

№	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	142,420	126,014	53,510
3	330	17	910,246	724,926	691,186
4	220	1	110,220	110,220	49,360
	Итого:	21	1 352,786	1 151,060	854,856

За период 2014 – 2018 годов на территории Белгородской области были построены и введены в эксплуатацию 2 новые ВЛ напряжением 330 кВ общей протяженностью 3,433 км (ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Губкин и ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород).

В 2015 году на территории Белгородской области была завершена реконструкция ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди протяженностью 95,928 км.

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

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС на территории Белгородской области находятся 7 ПС 330-750 кВ, на которых установлено 30 силовых (авто-) трансформаторов высшим классом напряжения 35-750 кВ суммарной установленной мощностью 8271 МВА. Данные по силовым (авто-) трансформаторам 35-750 кВ и ПС 330-750 кВ приведены в таблицах 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11

ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 20.06.2018	$K_{загр}$, %	Загрузка, МВА 19.12.2018	$K_{загр}$, %
1	Металлургическая	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	1982	63	31,5	61	30,5
		АТ-2	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980	66	33,0	61	30,5
		АТ-3	ЗхАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1984	0	0,0	459	45,9

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 20.06.2018	К _{загр} , %	Загрузка, МВА 19.12.2018	К _{загр} , %
		АТ-4	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1987	648	64,9	461	46,1
		АТ-5	3хАОДЦТН-417000/750/500/10	1251	1986	234	18,7	278	22,2
2	Старый Оскол	АТ-1	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1979	140	27,9	137	27,3
		АТ-2	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1976	140	27,9	137	27,3
		АТ-3	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1987	104	41,6	129	51,6
		АТ-4	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1993	104	41,6	129	51,6
		АТ-5	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	2017	113	45,2	140	56,0
3	Белгород	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1969	0	0,0	0	0,0
		АТ-2	АТДЦТН-135000/330/110/35	135	1964	0	0,0	51	37,8
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	1974	120	60,0	91	45,5
		3Т	ТДН-15000/35/6	15	1964	0,1	0,7	0,1	0,7
		4Т	ТДН-15000/35/6	15	1964	0,5	3,3	1	6,7
	Белгород (новая площадка)	АТ-1	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	2016	45	18,0	41	16,4
4	Валуйки	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1997	58	29,0	82	41,0
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980	66	33,0	92	46,0
		3Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	2013	9	36,0	13	52,0
		4Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	2013	9	36,0	12	48,0
		5Т	ТДН-40000/110/10	40	2013	0	0,0	0	0,0
5	Губкин	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/35	125	1964	36	28,8	47	37,6
		АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/35	125	1964	36	28,8	48	38,4
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980	102	51,0	88	44,0
		АТ-4	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1982	0	0,0	85	42,5
	Губкин (новая площадка)	АТ-2	АТДТН-200000/330/110/10	200	2016	14	7,0	7	3,5
		АТ-1	АТДТН-200000/330/110/10	200	2017	14	7,0	7	3,5
6	Фрунзенская	АТ-1	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	2008	114	58,5	105	53,8
		АТ-2	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	2006	113	57,9	107	54,9
7	Шебекино	АТ-1	АТДЦТН-125000/330/110/6	125	1991	77	61,6	77	61,6

**Сводные данные по силовым (авто-) трансформаторам 35 – 750 кВ
филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС**

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
1	750/500/10	1	1 251
2	750/330/15	2	1 998
3	500/330/35	2	1 002
4	500/110/35	3	750
5	330/110/35	7	1 335
6	330/110/10	7	1 440
7	330/110/6	1	125
8	220/110/35	2	250
9	110/10	1	40
10	35/10/6	2	50
11	35/6	2	30
	Всего:	30	8 271

В период 2014 – 2018 годов на территории Белгородской области были введены в эксплуатацию 4 автотрансформатора на 3 подстанциях:

- один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 330 кВ Белгород (новая площадка);
- два автотрансформатора 330/110/10 кВ номинальной мощностью 200 МВА каждый на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка);
- один автотрансформатор 500/110/35 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол.

**2.11.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ
филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»**

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находятся 108 линий электропередачи напряжением 110 кВ суммарной протяженностью 2436,212 км.

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» приведены в таблице 2.13.

**Основные сведения по ЛЭП напряжением 110 кВ филиала ПАО «МРСК
Центра» - «Белгородэнерго»**

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
1	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Майская	2007	24,865	АС-185
2	ВЛ 110 кВ Дубовое – Майская	1959	4,720	АС-185/29
3	ВЛ 110 кВ Долбино – Майская	1959	12,440	АС-185/29
4	ВЛ 110 кВ Южная – Майская	1975	6,982	АС-185/29
5	ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с отпайкой на ПС Шебекино	1961	32,879	АС-185
6	ВЛ 110 кВ Химзавод – Нежеголь	2014	6,949	АС; 185
7	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка	1967	43,200	АС-70
8	ВЛ 110 кВ Волоконовка – Новый Оскол	1965	42,200	АС-240
9	ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское	1984	28,400	АС-150
10	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная I цепь	1969	17,200	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная II цепь	1969	17,200	АС-120
12	ВЛ 110 кВ Алексеевка – тяговая-Алексеевка	1988	5,600	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Валуйки – Алексеевка-тяговая	1969	64,200	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Валуйки – Палатовка	1969	30,100	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское	1984	25,300	АС-150
16	ВЛ 110 кВ Айдар – Ровеньки	1999	17,600	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 1	1977	60,528	АС-300; АС-185/29
18	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 1	1986	9,300	АС-120/19
19	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1	1974	21,771	АС-185/29; АС-120
20	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры	1964	18,575	АС-240; АС-300; АС-300/39
21	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	1964	30,461	АС-240/32
22	ВЛ 110 кВ Короча – Скородное	1979	28,700	АС-120/19
23	ВЛ 110 кВ Скородное – Коньшино	1977	15,100	АС-120/19; АС; -150/24
24	ВЛ 110 кВ Чернянка – Новый Оскол	1964	18,800	АС-240/39
25	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Серебрянка	1989	26,840	АС-150/24; АС-240/39
26	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ № 2	1981	16,460	АЖ-120
27	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ № 1	1981	11,020	АЖ-120
28	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 2	1978	14,644	АС-400
29	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 1	1980	15,038	АС-300/39
30	ВЛ 110 кВ Шеино – Короча	1967	26,600	АС-120/19; АС-150/24
31	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-I с отпайкой на ПС Журавлики	1963	32,417	АС-240; АС-120
32	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая	1975	23,481	АС-300; АС-185/29

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
33	ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры	1964	10,100	АС-300; АС-300/39
34	ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК I цепь	1972	7,340	АСО-500
35	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка	1964	29,900	АС-240/39
36	ВЛ 110 кВ Коньшино – Голофеевка	1977	47,100	АС-150/24; АС-120/19
37	ВЛ 110 кВ Белгород – Шеино	1967	23,300	АС-120/19; АС-150/24
38	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 1 с отпайками	1979	47,230	АС-185
39	ВЛ 110 кВ Белгород – Сажное	1960	37,050	АС-150
40	ВЛ 110 кВ Белгород – Авторемзавод с отпайками	1985	14,363	АС-185; АС-95
41	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная № 2 с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1974	8,000	АС-185
42	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная № 1 с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1971	10,325	АС-185
43	ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка	1983	18,800	АЖ-120
44	ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка	1969	35,411	АС-120/19
45	ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	1988	38,000	АС-120
46	ВЛ 110 кВ Ивня – Ракитное	1994	45,800	АС-120/19
47	ВЛ 110 кВ Серебрянка – Максимовка	1987	60,075	АС-150/24
48	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Ракитное	1986	12,000	АС-120
49	ВЛ 110 кВ Грайворон – К.Лопань	1961	12,620	АС-95
50	ВЛ 110 кВ Южная – Западная № 2	1975	16,834	АС-185/29
51	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Грайворон	1979	35,300	АС-120/19
52	ВЛ 110 кВ Готня – Красная Яруга	1975	12,600	АС-120/19
53	ВЛ 110 кВ Шебекино – Химзавод	1973	7,728	АС-185/29
54	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 1	1994	0,650	АС-185/29
55	ВЛ 110 кВ Борисовка – Грайворон	2002	34,746	АС-150/24
56	КВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1 с отпайками	1968	6,448	АС-185
57	ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром	1968	2,820	АС-150
58	КВЛ 110 кВ Фрунзенская – БТЭЦ с отпайкой на ПС Стрелецкая	1986	39,375	АС-120; АС-185
59	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 2 с отпайками	1986	46,332	АС-185
60	КВЛ 110 кВ Шебекино – Южная с отпайками	1974	48,508	АС-185
61	ВЛ 110 кВ Беломестное – Прохоровка	1960	60,554	АС-150
62	ВЛ 110 кВ Белгород – Беломестное	1978	12,200	АС-150
63	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 2	1993	0,650	АС-185/29
64	ВЛ 110 кВ Черемошное – Долбино	1968	40,380	АС-185
65	ВЛ 110 кВ Белгород – Дубовое	1992	7,600	АС-185
66	ВЛ 110 кВ Белгород – ГТУ ТЭЦ Луч	1968	7,670	АС-185
67	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 1	1976	2,300	АС-95
68	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 2	1976	2,300	АС-120
69	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 1	2007	5,400	АС-185; АЖ-120
70	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 2	1969	5,400	АС-185
71	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки тяговая № 1	1969	2,800	АС-120
72	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки тяговая № 2	1969	2,800	АС-120
73	ВЛ 110 кВ Вейделевка – Айдар	1969	41,600	АС-95; АС-120
74	ВЛ 110 кВ Валуйки – Вейделевка	1969	26,129	АС-95
75	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар	1990	82,600	АС-120

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
76	ВЛ 110 кВ Белгород – Мичуринская ГТ–ТЭЦ	1962	10,470	АС-185
77	ВЛ 110 кВ Западная – Авторемзавод	1961	3,690	АС-185
78	ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава	1968	27,230	АС-150
79	ВЛ 110 кВ Сажное – Александровка	1968	26,760	АС-150
80	ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава	1968	27,480	АС-150
81	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Промышленная	1983	36,358	АС-185/29
82	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Пушкарная	1977	6,900	АС-185/29
83	ВЛ 110 кВ Старый Оскол Тяговая – Промышленная	1981	2,994	АС-185/29
84	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 2	1977	26,160	АС-185/29
85	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 2	1986	9,525	АС-120/19
86	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 2	1974	21,771	АС-185/29; АС-120
87	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Очистные	1980	14,879	АС-185/29
88	ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайкой на ПС Очистные	1977	40,287	АС-240; АС-120
89	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Тяговая Новый Оскол	2003	55,683	АС-240/32
90	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Тяговая Новый Оскол	2003	12,600	АС-240/32
91	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 1 с отпайкой на ПС Стройматериалы	1977	17,545	АС-400; АС-150
92	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 2 с отпайкой на ПС Стройматериалы	1977	17,599	АС-400; АС-150
93	ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка	1969	37,180	АС-120
94	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Долгая Поляна	1964	12,900	АС-240/32
95	ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня	1969	21,311	АС; 185
96	ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская	2017	23,686	АС; 240
97	ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка	2017	28,766	АС; 240
98	ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное	1968	40,384	АС-185
99	ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная	1968	12,546	АС-120; АС-185
100	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2	1968	13,365	АС-185; АС-120
101	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с отпайкой на ПС Стрелецкая	1968	14,430	АС-185
102	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1	2007	23,563	АС-185
103	ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК II цепь	1972	13,365	АСО-500
104	ВЛ 110 кВ Шебекино – Нежеголь	1994	9,550	АС-185
105	КВЛ 110 кВ Белгород – Белгородская ТЭЦ	2006	7,951	АС-185; АС-150
106	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Рудник	2007	24,186	АС-185/29
107	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1	2008	15,100	АС-185/29
108	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2	2008	21,290	АС-185

За период 2014 – 2018 годов филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» были введены в эксплуатацию 27,801 км новых ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Химзавод – Нежеголь протяженностью 6,949 км;
- заходы ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка на ПС 110/10 кВ Ватутинская общей суммарной протяженностью 7,452 км с образованием ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская и ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка;
- заходы ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня на ПС 110/35/10 кВ Малиновка протяженностью 13,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка и ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня.

2.11.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находятся 58 ПС 110 кВ, на которых установлено 116 силовых трансформаторов суммарной установленной мощностью 2637,7 МВА. Данные по силовым трансформаторам и ПС 110 кВ приведены в таблицах 2.14 и 2.15.

Таблица 2.14

ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 20.06.2018	K _{загр.} , %	Загрузка, МВА 19.12.2018	K _{загр.} , %
1	Автомремзавод	1Т	ГДН-16000/110/6	16	1987	2,81	17,56	3,58	22,41
		2Т	ГДН-16000/110/6	16	1987	2,91	18,19	6,15	38,42
2	Айдар	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	1,86	11,64	2,69	16,81
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1971	2,03	20,28	3,57	35,75
3	Александровка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	11,45	45,81	12,74	50,97
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	7,49	29,96	8,37	33,48
4	Алексеевка районная	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	16,89	67,55	19,73	78,90
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	14,52	58,06	6,05	24,20
		3Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1992	16,94	67,75	17,77	71,07
5	Архангельское	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1977	5,48	54,79	7,19	71,91
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,09	25,56	5,75	35,97
6	Белгород-1	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	1995	13,68	34,20	8,71	21,78
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	13,39	33,48	13,76	34,40
		3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	7,73	19,32	17,01	42,52
7	Борисовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	4,15	25,91	6,69	41,81
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	3,99	24,97	5,21	32,56
8	Верхняя Покровка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1968	6,66	66,62	8,85	88,54
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	3,62	36,18	4,60	45,98
9	Ватутинская	1Т	ТМН-6300/110/10	6,3	2018	0,00	0,00	0,59	9,42
		2Т	ТМН-6300/110/10	6,3	2018	0,00	0,00	0,02	0,29
10	Вейделевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1982	3,72	37,16	4,03	40,26
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1985	2,39	23,94	3,37	33,70
11	Витаминный комбинат	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	10,62	26,56	9,14	22,85
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	8,57	21,43	8,87	22,18
12	Волоконовка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1991	5,66	22,62	7,15	28,60

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 20.06.2018	K _{загр.} , %	Загрузка, МВА 19.12.2018	K _{загр.} , %
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	9,50	38,01	13,02	52,07
13	Восточная	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	20,63	51,56	19,19	47,97
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	14,83	37,09	19,43	48,57
14	Голофеевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1973	1,06	10,56	1,26	12,63
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	0,43	4,26	0,69	6,89
15	Гогня	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	3,32	20,74	5,87	36,69
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	4,99	31,22	7,26	45,37
16	Грайворон	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1981	3,34	20,86	4,60	28,76
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1970	10,87	67,92	13,87	86,71
17	Долгая Поляна	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1986	0,34	5,32	1,78	28,29
18	Донец	3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	13,23	33,07	11,75	29,38
		4Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	10,26	25,66	11,18	27,95
19	Дубовое	1Т	ТРДЦН-40000/110/10/10	40	1991	2,87	7,17	9,04	22,59
		2Т	ТРДЦН-40000/110/10/10	40	1991	2,96	7,41	10,05	25,13
20	Журавлики	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1996	8,02	32,07	11,78	47,10
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	4,40	11,01	5,75	14,37
21	Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	7,14	44,66	7,81	48,82
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1976	7,19	44,91	9,47	59,19
22	Ивня	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1981	1,97	19,69	2,31	23,12
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1984	2,46	24,57	4,72	47,20
23	Красная Гвардия	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1971	7,79	48,70	9,59	59,92
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,45	27,82	6,23	38,91
24	Казацкие Бугры	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1992	2,75	11,01	3,65	14,60
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1988	3,66	14,65	4,97	19,88
25	Коньшино	2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1992	0,16	2,54	0,32	5,08
26	Короча	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	9,16	57,23	10,56	65,98
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	11,63	72,70	14,70	91,86
		3Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	6,67	41,70	7,16	44,73
27	Крапивенская	1Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	5,13	32,05	4,33	27,09
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	3,19	19,92	3,05	19,06
28	Красная Яруга	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	4,73	29,54	2,28	14,26
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	3,24	20,22	1,77	11,04
29	Крейда	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	7,87	31,50	6,73	26,94
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	4,64	18,56	4,67	18,67

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 20.06.2018	K _{нагр.} , %	Загрузка, МВА 19.12.2018	K _{нагр.} , %
30	Майская	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	7,77	19,42	10,69	26,73
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	5,56	13,91	8,17	20,44
31	Максимовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1986	2,18	13,65	3,20	20,03
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	1,41	8,79	2,26	14,13
32	Малиновка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	8,86	55,36	8,30	51,86
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	9,87	61,72	5,99	37,44
33	Новый Оскол	1Т	ТДТНГ-31500/110/35/10	31,5	1965	7,16	22,73	11,84	37,58
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1985	5,20	20,79	6,36	25,45
34	Нежеголь	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	10,50	26,26	11,83	29,57
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	5,88	14,70	7,39	18,48
35	Обуховская	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1978	0,51	2,05	1,37	5,50
		2Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1977	1,54	6,14	1,78	7,11
36	Оросительная	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,63	28,96	7,71	48,21
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2000	2,99	18,68	5,74	35,86
37	Очистные	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1979	1,74	10,86	1,86	11,61
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1978	2,56	16,01	3,06	19,16
38	Пищепром	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1995	2,52	10,07	5,21	20,84
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1979	2,87	11,48	6,77	27,08
39	Промышленная	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1981	8,91	35,65	11,72	46,90
		2Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1982	6,71	26,82	5,49	21,95
40	Птицефабрика	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	7,13	44,56	5,94	37,15
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1981	6,43	40,17	4,78	29,86
41	Пушкарная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1977	9,25	23,14	11,54	28,85
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1977	8,78	21,94	13,45	33,64
42	Ракитное	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1990	5,74	35,90	5,90	36,88
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1990	0,12	0,76	0,17	1,03
43	Ровеньки	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2000	5,95	37,18	6,60	41,24
44	Рудник	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1979	7,72	30,88	8,35	33,40
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1979	3,77	15,07	4,07	16,26
45	Северная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2006	7,05	17,62	9,57	23,94
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2006	9,65	24,12	14,55	36,38
46	Серебрянка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1987	0,57	5,70	1,03	10,30

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 20.06.2018	K _{загр.} , %	Загрузка, МВА 19.12.2018	K _{загр.} , %
47	Скородное	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	3,12	19,50	5,23	32,67
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1994	3,78	23,60	6,00	37,49
48	Старый Оскол-1	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1990	9,65	38,59	12,68	50,72
		2Т	ТДТН-20000/110/35/6	20	1967	1,32	6,62	9,37	46,85
		3Т	ТРН/ЛПН-25000/110/6	25	1989	7,02	28,10	0,00	0,00
49	Стрелецкая	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1989	3,41	21,34	8,73	54,56
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1992	3,76	23,52	3,99	24,91
50	Строитель	1Т	ТДН-15000/110/6	15	1968	4,64	30,96	6,81	45,42
		2Т	ТДНГ-15000/110/6	15	1962	5,62	37,45	5,32	35,45
51	Томаровка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1973	11,36	71,01	12,31	76,93
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	3,41	21,29	5,21	32,54
52	Хим. завод	1Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1980	11,52	35,99	11,72	36,63
		2Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1979	11,25	35,15	13,39	41,84
53	Центральная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	7,72	19,30	11,52	28,79
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	11,60	28,99	13,48	33,70
54	Черемошное	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	9,97	39,86	12,96	51,82
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2001	5,47	21,88	15,25	61,00
55	Чернянка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1972	7,38	46,11	8,73	54,56
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2009	7,37	46,09	8,72	54,48
56	Шебекино	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	15,14	37,86	14,47	36,17
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	8,83	22,09	10,94	27,34
57	Шеино	1Т	ТДТН-10000/110/10	10	1986	1,55	15,53	2,62	26,20
		2Т	ТДН-10000/110/10	10	2017	1,79	17,87	2,28	22,77
58	Южная	1Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1983	14,50	36,25	19,50	48,76
		2Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1988	20,05	50,13	15,93	39,83

На 4 ПС установлено по одному силовому трансформатору, на 4 ПС по 3, и на остальных 50 ПС – по 2 силовых трансформатора.

**Сводные данные по силовым трансформаторам 110 кВ
филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»**

№ п/п	Класс напряжения трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
1	110/35/10	54	884,1
2	110/35/6	12	370
3	110/10/10	12	480
4	110/10/6	6	180
5	110/6/6	9	344
6	110/10	16	260,6
7	110/6	7	119
	Всего:	116	2 637,70

За 2014 – 2018 годы филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» были построены и введены в эксплуатацию 3 новые ПС:

– ПС 110/10/10 кВ Нежеголь с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×40 МВА;

– ПС 110/35/6 кВ Крейда с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×25 МВА;

– ПС 110/10 кВ Ватутинская с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×6,3 МВА.

В 2017 году произведена комплексная реконструкция ПС Малиновка с переводом на класс напряжения 110/35/10 кВ и увеличением трансформаторной мощности с 20 МВА до 32 МВА.

На 4 ПС 110 кВ были заменены 7 силовых трансформаторов с изменением установленной мощности ПС 110 кВ.

Таблица 2.16

Перечень ПС 110 кВ, на которых была произведена замена силовых трансформаторов

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	S _{ном.} , МВА (на дату 01.01.2014)	S _{ном.} , МВА (на дату 31.12.2018)	ΔS _{ном.} , МВА (транс.)	ΔS _{ном.} , МВА (по ПС в целом)
1	Витаминный комбинат	110/6/6	1Т	25	40	15,0	30,0
			2Т	25	40	15,0	
2	Восточная	110/35/6	1Т	25	40	15,0	30,0
			2Т	25	40	15,0	
3	Красная Яруга	110/35/10	1Т	10	16	6,0	12,0
			2Т	10	16	6,0	
4	Шейно	110/10	2Т	3,2	10	6,8	6,8

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

На территории Белгородской области эксплуатируются подстанции и линии электропередачи, 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, находящихся 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 с отпайкой на ПС Лебеди (новая площадка)	АО «Лебединский ГОК»	330	ВЛ	2хАС– 300/39	38,3	1982
						0,794	2018
2	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди		330	ВЛ	2хАС– 300/39	4,1	1983
3	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди		330	ВЛ	2хАС– 300/39	8,6	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
						АС–500/64,	
8	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,426	1977
						АС–500/64,	
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	3,14	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	6,88	1981	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сече- ние прово- да (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	
17	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 II цепь		110	ВЛ	АС-240/39	6,88	1981	
18	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 I цепь		110	ВЛ	АС-500/64	9,96	1977	
19	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 II цепь		110	ВЛ	АС-500/64	9,96	1977	
20	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 III цепь		110	ВЛ	АС-500/64	10,76	2018	
21	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 IV цепь		110	ВЛ	АС-500/64	10,76	2018	
22	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 122 I цепь с отпайками		110	ВЛ	АС-240/39	10,291	1985	
23	ВЛ 110 кВ Лебеди – ЛГОК II цепь		110	ВЛ	АС-240/39	5,161	1985	
24	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 4 I цепь		110	ВЛ	АС-240/39	3,227	2008	
25	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК №1		АО «ОЭМК»	330	ВЛ	2хАС- 500/64	0,7	1984
26	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК №2			330	ВЛ	2хАС- 500/64	0,7	1984
27	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК №1			330	ВЛ	2хАС- 500/64	0,71	1984
28	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК №2			330	ВЛ	2хАС- 500/64	0,71	1984
29	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 1			110	ВЛ	АС-400;	7,6	1982
					КЛ	NOKUDEY 3(1х630)	0,685	
30	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 2	110		ВЛ	АС-400	7,6	1982	
				КЛ	NOKUDEY 3(1х630)	0,685		
31	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 1	110		ВЛ	АС-185	4,6	1978	
32	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 2	110		ВЛ	АС-185	4,6	1978	
33	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 1	110		ВЛ	АС-120/19	2,5	1983	
34	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 2	110		ВЛ	АС-120/19	2,55	1983	
35	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.1 Т4	110		КЛ	NOKUDEY 3(1х240)	1,075	1982	
36	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.2 Т5	110		КЛ	NOKUDEY 3(1х240)	1,182	1982	
37	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 91Е Т1	110		КЛ	МКАШВ 3(1х150)	1,6	1984	
38	КЛ 110 кВ ГПП – 91Е Т2	110		КЛ	МКАШВ 3(1х150)	1,1	1984	
39	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т13	110		КЛ	FХКJ 3(1х240+95)	0,135	1984	
40	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т24	110		КЛ	FХКJ 3(1х240+95)	0,125	1984	
41	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т1	110		КЛ	2ХSY 3(1х240+35)	1,74	1991	
42	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т2	110		КЛ	2ХSY 3(1х240+35)	1,75	1991	
43	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т1	110	КЛ	A2XS(FL) 3(1х240)	2,6	2008		

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	
44	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т2	ОАО «Стойленский ГОК»	110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	2,59	2008	
45	КЛ 110 кВ ГПП – SH-2		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,536	1984	
46	КЛ 110 кВ ГПП – SH-3		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,49	1984	
47	КЛ 110 кВ ГПП – SH-4		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,429	1984	
48	КЛ 110 кВ ГПП – SH-5		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,373	1984	
49	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 1		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	0,35	2008	
50	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 2		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	0,32	2008	
51	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 3		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	0,31	2010	
52	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат яч. Е11		110	КЛ	FХКJ 6(1x800+95)	0,46	1984	
53	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат яч. Е19		110	КЛ	FХКJ 6(1x800+95)	0,555	1984	
54	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C1		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,1	1984	
55	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C2		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,125	1984	
56	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 CF		110	КЛ	FХКJ 3(1x240+95)	0,08	1984	
57	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 с отпайкой на ГПП-11		ОАО «Стойленский ГОК»	110	ВЛ	АС-400;	15,356	
	ВЛ				АС-240	0,162		
58	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 2 с отпайками			110	ВЛ	АС-400;	15,356	
		ВЛ			АС-150;	4,1		
		ВЛ			АС-240;	2,086		
		ВЛ			АС-95	1,548		
59	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 с отпайкой на ГПП-11	110		ВЛ	АС-400;	15,356		
				ВЛ	АС-240	0,204		
60	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 4 с отпайками	110		ВЛ	АС-400;	15,356		
				ВЛ	АС-150;	4,1		
				ВЛ	АС-240;	2,086		
			ВЛ	АС-95	1,548			
61	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 1 с отпайками	110	ВЛ	АС-240;	20,096			
			ВЛ	АС-150				
62	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 2 с отпайками	110	ВЛ	АС-240;	20,089			
			ВЛ	АС-150				
63	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 с отпайками	110	ВЛ	АС-150	13,59			
64	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 с отпайками	110	ВЛ	АС-150	13,59			
65	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 на ГПП-14	110	ВЛ	АС-240	1,347	2016		
66	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 на ГПП-14	110	ВЛ	АС-240	1,347	2016		
67	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 на ГПП-15	110	ВЛ	АС-150	0,202	2016		

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
68	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 на ГПП-15		110	ВЛ	АС-150	0,202	2016
69	Фидер 5 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)		110	ВЛ	АС-150	0,74	2016
70	Фидер 6 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)		110	ВЛ	АС-150	0,74	2016
71	Старый Оскол – Стройиндустрия № 1	ЗАО «Спец-энерго»	110	ВЛ	АС-240	6	1977
72	Старый Оскол – Стройиндустрия № 2		110	ВЛ	АС-240	6	1977
73	ЛЭП-110 ввод № 1	ОАО «ОЗММ»	110	ВЛ	АС-240/39	0,048	1978
74	ЛЭП-110 ввод № 2		110	ВЛ	АС-240/39	0,055	1978
75	ВЛ 110 кВ ПС Губкин 330 – ПС Промышленная	ОАО «РЖД»	110	ВЛ	АС-185	3,5	1997
76	ВЛ 110 кВ ПС Голофеевка – ПС Новый Оскол		110	ВЛ	АС-240	55,68	2003
77	Лизины-1	ООО «Биохим-сервис»	110	ВЛ	АС-185	0,04	1975
78	Лизины-2		110	ВЛ	АС-185	0,04	1977
79	ВЛ 110 кВ № 1 Рудник-2	ООО «Металл-групп»	110	ВЛ	АС-185	1,44	2003
80	ВЛ 110 кВ № 2 Рудник-2		110	ВЛ	АС-185	1,44	2003
81	Оскол-500 от ячейки 43	ООО «ОС-МибТ»	110	КЛ	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,33	1990
82	Оскол-500 от ячейки 44		110	КЛ	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,33	1990
83	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	АО «ГТ Энерго»	110	ВЛ	АС-185	24,76	2008
84	ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	ВЛ	АС-240/32	10,213	2017

Всего на балансе сторонних организаций находится 84 ЛЭП напряжением 110 кВ и выше суммарной протяженностью 516,241 км, в том числе: 7 ЛЭП 330 кВ протяженностью 54,614 км и 77 ЛЭП 110 кВ протяженностью 461,627 км.

В 2014 – 2018 годах сторонними организациями были введены в эксплуатацию 1 ВЛ 330 кВ и 9 ВЛ 110 кВ, в том числе:

– АО «Лебединский ГОК» ввел в эксплуатацию ВЛ 330 кВ Металлургическая – Лебеди с отпайкой на ПС Лебеди (новая площадка) протяженностью 0,794 км, 2 ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 III цепь, ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 IV цепь протяженностью 21,52 км;

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

– ООО «Гринхаус» ввел в эксплуатацию 1 ВЛ 110 кВ протяженностью 10,213 км.

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

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

№	Собственник	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Длина ЛЭП, км
1	АО «Лебединский ГОК»	330	3	51,794
		110	21	153,705
		всего:	24	205,499
2	АО «ОЭМК»	330	4	2,820
		110	28	48,845
		всего:	32	51,665
3	ОАО «Стойленский ГОК»	330	-	-
		110	14	149,201
		всего:	14	149,201
4	Прочие организации	330	-	-
		110	14	109,876
		всего:	14	109,876
Итого			84	516,241

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

Таблица 2.19

**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 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	2×200	1983
2	ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)		330	1×200	2018
3	ГПП-1		110	40 + 63	1972
4	ГПП-3		110	2×63	1975
5	ГПП-5		110	2×63	1981
6	ГПП-6		110	2×40	1982
7	ГПП-7		110	-	2010
8	ПС 109		110	2×63	1999
9	ПС 112		110	2×63	2016
10	ГПП-2		110	2×40 + 2×25	1975
11	ГПП-4		110	2×40 + 2×25	1978
12	Тяговая-1		110	2×32	1972
13	ГПП-8		110	2×40	1980
14	ПС 228		110	16 + 10	1972

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию	
15	ПС 122	АО «ОЭМК»	110	2×40	2015	
16	ПС 123		110	4×16	1985	
17	ГПП 330/110		330	5×320	1984	
18	Меткомбинат 24.11		110	2×63	1982	
19	12E		110	2×63	1982	
20	SH-1		110	2×63	1984	
21	91E		110	2×40	1984	
22	16E		110	2×63	1986	
23	17E		110	2×63	2000	
24	SH-2		110	105	1984	
25	SH-3		110	105	1984	
26	SH-4		110	105	1984	
27	SH-5		110	105	1984	
28	ЭП-8		110	20	1995	
29	ЭП-8А		110	25	1995	
30	ЭП-7		110	25	2008	
31	SH-34		110	2×80	1984	
32	Строительная		110	2×25	1978	
33	Промводозабор		110	2×10	1983	
34	ГПП-2		ОАО «Стойленский ГОК»	110	2×16	
35	ГПП-3			110	2×25	
36	ГПП-4			110	2×10	
37	ГПП-5			110	4×16	
38	ГПП-6			110	2×16 + 2×10	
39	ГПП-7			110	4×40	
40	ГПП-9			110	15 + 16	
41	ГПП-10			110	2×10	
42	ГПП-14			110	2×63	2016
43	ГПП-2			ЗАО «Осколцемент»	110	2×16
44	Карьер мела		110		10 + 6,3	1972
45	ЦРП-110/6		110		2×32	1970
46	Стройиндустрия		ЗАО «Спецэнерго»	110	2×25	1979
47	Цементзавод		ЗАО «Белгородский цемент»	110	2×40	1979
48	Строительная		ОАО «КМАПЖС»	110	2×10	1970
49	Ремзавод-1	ОАО «ОЗММ»	110	2×40	1978	
50	Алексеевка-тяговая	ОАО «РЖД»	110	40 + 20	1967	
51	Беломестное		110	2×16	1978	
52	Валуйки-тяговая		110	2×40	1967	
53	Долбино		110	15 + 20	1959	
54	Палатовка		110	2×40	1968	

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
55	Прохоровка		110	2×10	1960
56	Сажное		110	2×15	1960
57	Старый Оскол-Тяговая		110	2×40	2000
58	Тяговая-Новый Оскол		110	2×25	2003
59	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	110	2×25	
60	ГКС	ОАО «Трансгаз»	110	25 + 40	
61	Белгород-2	ООО «Подстанция Белгород-2»	110	25 + 40	1983; 2009
62	Лизины	ООО «Биохим-сервис»	110	2×16	1975
63	Рудник-2	ООО «Металл-групп»	110	2×25	2003
64	Стройматериалы	ООО «ОСМиБТ»	110	2×40	1990
65	Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	1×63	2017

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**

№	Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов	Суммарная мощность, МВА	Количество ПС
1	330	8	2 200,00	3
2	110	126	4 460,30	62
	Итого	134	6 660,30	65

Всего на территории Белгородской области находится 65 абонентских подстанций классом напряжения 110 кВ и выше, на которых установлены 134 силовых трансформатора суммарной мощностью 6660,3 МВА.

В 2014 – 2018 годах были введены в эксплуатацию:

- 1 подстанция 330 кВ на предприятии АО «Лебединский ГОК» – ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) с одним автотрансформатором мощностью 200 МВА;

- 3 подстанции 110 кВ, 1 ПС – на предприятии ОАО «Стойленский ГОК» ПС 110/10 кВ ГПП-14 с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый, для электроснабжения фабрики окомкования концентрата, 1 ПС – она предприятии АО «Лебединский ГОК» ПС 110/10 кВ ПС 112

с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый и 1 ПС – на предприятии ООО «Гринхаус» ПС 110/10 кВ Гринхаус с 1 силовым трансформатором мощностью 63 МВА для электроснабжения тепличного комбината.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области

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

Энергосистема Белгородской области является дефицитной: по состоянию на конец 2018 года за счёт собственной выработки покрывается только 5,12 процента электропотребления. Кроме того, существует диспропорция в территориальном размещении генерации и потребления. Наибольшее потребление электроэнергии приходится на территории Губкинского и Старооскольского городских округов (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 эксплуатируются более 25 лет: 17 автотрансформаторов с высшим напряжением 220-750 кВ и 2 силовых трансформатора (63,33 процента), установленных на ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 76 силовых трансформаторов (65,52 процента) с высшим напряжением 110 кВ, установленных на ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго».

928,499 км (80,66 процента) ВЛ 220-750 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 1960,137 км (80,46 процента) ВЛ 110 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», эксплуатируются 30 и более лет.

По данным информационного ресурса ПАО «МРСК Центра» – «Сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения»⁷ на шести подстанциях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» отсутствует техническая возможность технологического присоединения. Перечень этих подстанций приведен в таблице 3.1.

⁷ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/

Подстанции, на которых отсутствует техническая возможность технологического присоединения

№ п/п	Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам ⁸ , МВА	Дефицит мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам на ТП, находящихся на исполнении и актам, МВА	Дефицит мощности для технологического присоединения, МВА
1	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка	75	53,73	-1,23	2,91	-4,14
2	ПС 110/35/6 кВ Восточная	80	49,71	-6,52	8,43	-14,94
3	ПС 110/35/10 кВ Грайворон	32	18,68	-1,79	1,17	-2,96
4	ПС 110/10 кВ Западная	32	17,45	-0,59	1,72	-2,32
5	ПС 110/35/10 кВ Чернянка	32	18,87	-1,43	0,97	-2,40
6	ПС 35/0,4 кВ Рождественская	5	2,95	-0,33	0,00	-0,33

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская с переводом ее на класс напряжения 110/35/10 кВ и строительством КЛ 35 кВ Майская – Таврово и Майская – Новая Деревня позволит уменьшить загрузку силовых трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная до 38,3 МВА. Замена трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Восточная не требуется.

На 3 ПС в ремонтных и аварийных режимах перегруз трансформаторов ликвидируется путем перевода нагрузки на смежные ПС по сетям 35-10 кВ:

- ПС 110/35/10 кВ Алексеевка районная;
- ПС 110/35/10 кВ Грайворон;
- ПС 110/35/10 кВ Чернянка.

От ПС 35/0,4 кВ Рождественская запитан монопотребитель, технологическое присоединение других потребителей не планируется.

Замена трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на данных ПС не требуется.

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.

⁸ Данные замеров за предшествующие 3 года (2016 – 2018 годы.)

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

Согласно проекту «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы» в Белгородской энергосистеме прогнозируется ежегодное увеличение электропотребления с 15 906 млн кВт·ч в 2018 году до 17 448 млн кВт·ч в 2024 году, среднегодовой прирост за период 2019 – 2024 годов составит 1,56 процента.

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

Таблица 4.1

Прогноз спроса на электроэнергию по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз					
	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Прогноз спроса на электроэнергию, млн кВт·ч	15 906	16 262	16 330	16 668	16 745	17 256	17 448
Изменение к предыдущему периоду, млн кВт·ч	261,6	355,7	68,0	338,0	77,0	511,0	192,0
Относительный прирост к предыдущему году, %	1,7	2,2	0,4	2,1	0,5	3,1	1,1

Проектом «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы» прогнозируется ежегодное увеличение максимума нагрузки с 2 244 МВт в 2018 году до 2 499 МВт в 2024 году, что на 11,36 процента больше, чем в 2018 году.

Прогноз максимума нагрузки по энергосистеме Белгородской области приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Прогноз максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз					
	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум нагрузки, МВт	2 244	2 310	2 333	2 391	2 403	2 477	2 499
Изменение к предыдущему периоду, МВт	24	66	23	58	12	74	22
Темпы роста, %	1,08	2,9	1,0	2,5	0,5	3,1	0,9

Динамика изменения потребления электроэнергии и максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме на 2019 – 2024 годы. представлены на рисунке 4.1.

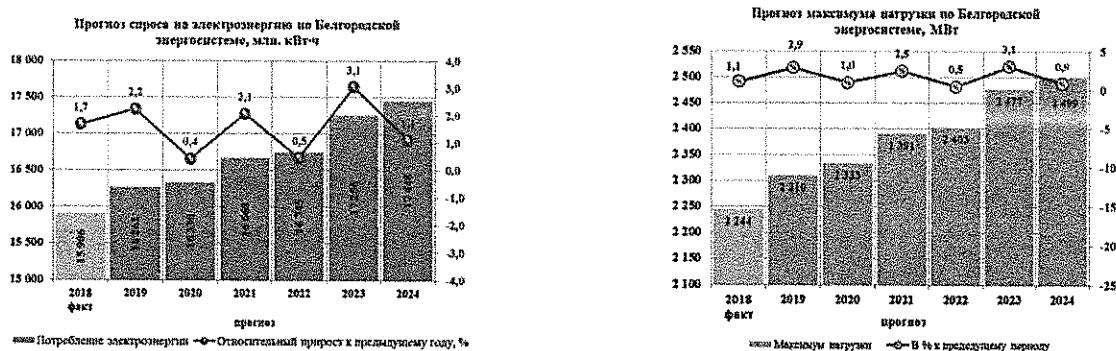


Рисунок 4.1. Прогноз спроса на электроэнергию и максимума нагрузки в Белгородской энергосистеме

4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии

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 приведена в таблицах 4.3 и 4.4 соответственно.

Структура перспективных балансов мощности

Показатель	2018 (факт)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Потребность (собственный максимум), МВт	2 244	2 310	2 333	2 391	2 403	2 477	2 499
Покрытие (установленная мощность), МВт	251	251	251	251	251	251	251
Дефицит мощности, МВт	1 993	2 059	2 082	2 140	2 152	2 226	2 248
в том числе							
АЭС	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	251	251	251	251	251	251	251
ВЭС, СЭС	0	0	0	0	0	0	0
Доля собственных станций, %	11,19	10,87	10,76	10,50	10,45	10,13	10,04

Таблица 4.4

Структура перспективных балансов электрической энергии

Показатель	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Потребность (потребление электрической энергии), млн кВт·ч	15 906	16 262	16 330	16 668	16 745	17 256	17 448
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	815	788	820	830	875	904	878
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	815	788	820	830	875	904	878
ВЭС, СЭС							
Сальдо перетоков электрической энергии ⁹ , млн кВт·ч	15 091	15 474	15 510	15 838	15 870	16 352	16 570

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

По данным крупных генерирующих компаний региона (электростанции мощностью более 5 МВт), на текущий момент в рассматриваемый период (2020 – 2024 годы) ввод в эксплуатацию, демонтаж или консервация генерирующего оборудования не планируется.

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих и вновь вводимых электростанций Белгородской области приведена в таблице 4.5.

⁹ (-) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих и вновь вводимых электростанций Белгородской области, МВт

Электростанции	2019	2020	2021	2022	2023	2024
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
ВЭС, СЭС	0	0	0	0	0	0

4.5. Прогноз технологических присоединений¹⁰

На дату начала формирования СиПРЭ Белгородской области в филиале ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находились 4 действующих технических условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ) суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств потребителей 621,57 МВт.

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Заявленная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Наименование ПС
1	АО «ЛГОК»	ПС 330 кВ Лебеди, ПС 110 кВ ГПП 7	200	330, 110	2020	ПС 750 кВ Металлургическая, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Белгород, ПС 330 кВ Губкин
2	ОАО «Комбинат КМАруда»	ГПП 110/6 кВ	35	110	2019	ПС 330 кВ Губкин
3	ООО «Извол Агро Плюс»	ПС 110 кВ Извол	73,9	110	2020	ПС 330 кВ Белгород
4	ООО «Тепличный Комплекс Белогорья»	ПС 110/10 кВ	70	110	2020	ПС 330 кВ Белгород
5	ООО «Гринхаус»	ПС 110/10 кВ	44	110	2019	ПС 500 кВ Старый Оскол

¹⁰ Данные на момент начала формирования СиПРЭ Белгородской области на 2020 – 2024 годы

В филиале ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» на исполнении находятся 1787 договоров технологического присоединения электроустановок юридических и физических лиц к электрическим сетям на общую мощность 86,005 МВт, в том числе:

- максимальной мощностью до 15 кВт включительно – 1312 договоров на общую мощность 13,979 МВт;
- максимальной мощностью более 15 кВт до 150 кВт включительно – 443 договора на общую мощность 39,921 МВт;
- максимальной мощностью более 150 кВт до 670 кВт включительно – 21 договор на общую мощность 8,232 МВт;
- максимальной мощностью более 670 кВт – 11 договоров на общую мощность 23,871 МВт.

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» максимальной мощностью более 150 кВт представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
1	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС	КТП для электроснабжения административного здания	Белгородская область, Старооскольский городской округ, г. Старый Оскол, ул. Прядченко, 114	600,000	110/10/10 Пушкарная
2	ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий»	Газопоршневая электрогенераторная установка GE Jenbacher GmbH, модель JMC 624GS-N.L	Белгородская область, г. Белгород, ул. Рабочая, 14	4 388,000	110/6/6 Витаминный комбинат
3	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс с ледовым полем	Белгородская область, Белгородский район, п. Майский, ул. Зеленая, 7а	1 091,300	110/10/10 Майская
4	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Многофункциональная спортивная арена на 10 тыс. зрительских мест	Белгородская область, г. Белгород, ул. Щорса	4 092,000	110/10/6 Южная

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
5	ОАО «Новопесчанское»	Цех сушки барды	Белгородская область, Старооскольский городской округ, с. Песчанка, ул. Заводская	1 600,000	110/10/6 Казацкие Бугры
6	ЗАО «НЗК»	Селекционно-семеноводческий центр	Белгородская область, Новооскольский городской округ, х. Костевка	400,000	35/10 Б. Ивановка
7	ООО «Белый сад»	Плодовый яблоневый сад	Белгородская область, Прохоровский район, Холодянский с/о, кадастровый номер земельного участка 31:02:1801002:26	400,000	35/10 Радьковка
8	ООО «БелФасад»	Складское помещенне	Белгородская область, Белгородский район, п. Новосадовый, массив 41, кадастровый номер земельного участка 31:15:0802002:766	300,000	110/10/6 Пишепром
9	ООО «Алексеевский Соевый комбинат»	Производственная база	Белгородская область, г. Алексеевка, ул. Мостовая (К. Маркса), 4а	2 000,000	110/35/10 Алексеевка
10	АО «Дирекция Юго-Западного района»	Школа с детским садом	Белгородская область, г. Белгород, Юго-Западный район, кадастровый номер земельного участка 31:16:0118007:580	267,700	110/10 Дубовое
11	АО «ВЕРОФАРМ»	Производственные участки по производству лекарственных форм «Дюфастон», «Креон» и «Дюфалак»	Белгородская область, г. Белгород, ул. Рабочая, 14	3 000,000	110/6/6 Витаминный комбинат
12	ЗАО «Приосколье»	Цех по утилизации пометочно - подстилочной массы	Белгородская область, Валуйский городской округ, в границах плана земель АОЗТ «Комплекс»	450,000	330/110/35/10 Валуйки

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
13	ООО «Красная Гвардия»	Завод ООО «Красная Гвардия»	Белгородская область, Красногвардейский район, Коломыцевское и Ливенское сельские поселения, площадка цементного комбината, кадастровый номер земельного участка 31:21:0000000:913	700,000	35/10 Ливенка
14	ОАО «Белгородагроснаб»	Производственная база	Белгородская область, г. Белгород, ул. Сумская, 165	400,000	110/35/10 Стрелецкая
15	ООО ХК «Новолекс»	Торговый центр «Леруа Мерлен»	Белгородская область, Белгородский район, в границах ЗАО «Агрофирма Дубовое» кадастровый номер земельного участка 31:15:0000000:2273	1 100,000	110/10/10 Майская
16	СНТ «Фиалка»	СНТ (342 участника СНТ)	Белгородская область, Старооскольский городской округ, г. Старый Оскол, СНТ «Фиалка»	395,000	110/10/10 Пушкарная
17	Музей-заповедник «Прохоровское поле»	Музей «Битва за оружие Великой Победы»	Белгородская область, Прохоровский район, п. Прохоровка, ул. Ватутина, 1а	580,000	110/35/10 Александровка
18	СНТ «Разлив»	Дачные дома (61 участник СНТ)	Белгородская область, г. Старый Оскол, СНТ «Разлив»	160,000	35/6 Старый Оскол-2
19	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Общеобразовательная школа на 1000 мест в квартале 3 массива № 54, п. Разумное Белгородского района Белгородской области	Белгородская область, Белгородский район, п. Разумное, массив № 54, квартал 3, кадастровые номера земельных участков: 31:15:1002002:3255; 31:15:1002002:3256; 31:15:1002002:3445, 31:15:1002002:1409	512,220	110/6/6 Витаминный комбинат

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
20	ООО «Сады Белогорья»	Фруктохранилище	Белгородская область, Яковлевский городской округ, в границах СПК «Маяк», вблизи ГЛФ урочища «Плоское», кадастровый номер земельного участка 31:10:030300163	700,000	110/35/6 Рудник
21	ООО Строительная компания «ОНИКС»	Офисный центр	Белгородская область, Белгородский район, в границах ЗАО «Агрофирма Дубовое», участок № 7, кадастровый номер земельного участка 31:15:1202014:692	236,000	110/10 Дубовое
22	ООО «Грибы Белогорья»	Тепличный комплекс по выращиванию грибов шампиньонов	Белгородская область, Белгородский район, п. Малиновка, кадастровый номер земельного участка 31:15:2403006:16	600,000	35/10 Октябрьская
23	ООО «Сады Белогорья»	Водозабор	Белгородская область, Яковлевский городской округ, в границах СПК им. Щепкина, кадастровый номер земельного участка 31:10:0000000:287	250,000	35/10 Алексеевка
24	ООО «СтройИнжиниринг»	Многоэтажный жилой дом	Белгородская область, г. Старый Оскол, мкр. Макаренко, 11б	399,000	110/10/10 Пушкарная
25	ОАО «Белгородский завод «Ритм»	Завод	Белгородская область, г. Белгород, проспект Б. Хмельницкого, 135д	1 600,000	110/6/6 Белгород
26	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»	Дошкольное образовательное учреждение на 350 мест в 11 ЮМР	Белгородская область, г. Белгород, ул. Есенина, 46г	201,400	110/10/10 Майская

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
27	ИП Тулинова Галина Викторовна	Нежилое здание	Белгородская область, г. Старый Оскол, проспект Комсомольский, 73ф	640,000	110/35/6 Старый Оскол-1
28	Управление заказчика КС Минобороны России ФКП	Общежитие на 400 квартир	Белгородская область, г. Валуйки, ул. Максима Горького, 95/1	655,100	110/10 Вагугинская
29	ООО «Аренда.31»	Здание банка с подземным паркингом	Белгородская область, г. Белгород, ул. Преображенская, 152	186,100	110/10 Западная
30	АО «Дирекция по развитию промышленных зон»	Производственные корпуса промышленного парка «Фабрика»	Белгородская область, Белгородский район, южнее п. Северный, кадастровый номер земельного участка 31:15:0308003:193 и п. Северный, территория Промышленного парка Фабрика, кадастровый номер земельного участка 31:15:0308003:193	3 600,000	110/10/10 Северная
31	АО «Дирекция Юго-Западного района»	Строительная площадка жилого дома № 19	Белгородская область, г. Белгород, Юго-Западный район, кадастровый номер земельного участка 31:16:0118007:595	200,000	110/10 Дубовое

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 действующим договорам на технологическое присоединение;
- с ликвидацией недостаточной пропускной способности трансформаторов и линий электропередачи;
- с заменой морально и физически изношенного оборудования.

В таблице 4.8 приведён перечень рекомендуемых к строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период.

Таблица 4.8

Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов на территории Белгородской области на 2019 – 2024 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Обоснование необходимости строительства
Филiaal ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС					
1	Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией РУ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	2019	500	115,35 км	Обеспечение выдачи мощности блока № 2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2, проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
2	ПС 330 кВ Белгород (комплексная реконструкция, установка АТ 330/110 кВ, двух БСК 110 кВ)	2019	330	500 (-35) МВА / 2×52 МВАр	Реновация основных фондов, проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
3	ПС 330 кВ Губкин (комплексная реконструкция, установка трех Т 110/35/10 кВ)	2019	330	589 (-61) МВА / 2×52 МВАр	Реновация основных фондов, проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
4	Реконструкция ПС 330 кВ Белгород с установкой 2 линейных ячеек 110 кВ	2020	330	500 (+0)	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ «Извол Агро плюс»
5	Реконструкция ПС 330 кВ Белгород с установкой 2 линейных ячеек 110 кВ	2020	330	500 (+0)	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ «Тепличный Комплекс «Белогорья»

№ 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 35/10 кВ Никольское с заменой силового трансформатора 2,5 на 2х4 МВА, монтажом нового оборудования ОПУ, систем постоянного оперативного тока, телемеханики и связи, устройства РЗА и ПА (увеличение мощности на 5,5 МВА)	2020	35	8 (+5,5) МВА	Строительство 2-й очереди ПС для обеспечения вторым питанием потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения
7	Модернизация ПС 110/10 кВ Центральная с монтажом дугогасящих реакторов (4 шт.) для электроснабжения мкр. ИЖС «Пролески»	2020	110	80 (+0) МВА	Подключение сетей 10 кВ внешнего электроснабжения микрорайона ИЖС «Пролески», строительство которых предусмотрено постановлением Правительства Белгородской области от 20 февраля 2017 года № 65-пп; компенсация емкостных токов замыкания на землю, величины которых не соответствует нормативно-технической документации
8	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Томаровка с заменой оборудования ОРУ, РЗА, СДТУ, ячеек 10 кВ (7 шт.)	2020	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
9	Техпереворужение ПС 35/10 кВ Таврово с заменой оборудования ОРУ, РЗА, СДТУ, ячеек 10 кВ (4 шт.)	2020	35	20 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
10	Техпереворужение ПС 35/10 кВ Драгунка с заменой оборудования ОРУ, РЗА, СДТУ, ячеек 10 кВ (2 шт.)	2020	35	5 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ Валуйки – Уразово с отпайками с образованием ВЛ 35 кВ Валуйки – Уразово	2020	35	0,301	Изменение конфигурации сети 35 кВ, 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
	(перезавод в новую линейную ячейку 35 кВ на 2 секции шин 35 кВ ПС 330 кВ Валуйки				
12	Реконструкция отпайки от ВЛ 35 кВ Валуйки – Уразово на ПС Рождественская с образованием ВЛ 35 кВ Валуйки – Рождественская 2 с отпайкой на ПС Юбилейная (перезавод в освободившуюся линейную ячейку 35 кВ на 1 секции шин 35 кВ ПС 330 кВ Валуйки	2020	35	0,3	Изменение конфигурации сети 35 кВ, повышение надежности электроснабжения
13	Реконструкция ВЛ 35 кВ Валуйки – Мандрово (завод в новую линейную ячейку 35 кВ на 1 секции шин 35 кВ ПС 330 кВ Валуйки	2020	35	0,3	Изменение конфигурации сети 35 кВ, повышение надежности электроснабжения
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка с заменой провода, опор, грозотроса по техсостоянию	2020	110	23,7 км	Замена физически устаревшего оборудования отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Н.Оскол – В.Покровка с заменой провода, опор, грозотроса с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	43,2 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
16	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с заменой силовых трансформаторов ТДТН-25000/110, ТДТНГ-20000/110, ТРНЦН-25000/110 на 2хТДТН-25000/110/35/6, с изменением схемы ОРУ 110 кВ на № 110-5АН, монтажом оборудования ЗРУ-6 кВ и ОПУ в БМЗ	2020	110	50 (-20) МВА	Высокая степень износа оборудования ПС (в эксплуатации с 1962 года), повышение надежности электроснабжения существующих потребителей г. Старый Оскол 1 и 2 категории (школы, детские сады, больницы, котельные и т.п.)
17	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов 2хТРДН-40000/110/10 на 2хТДТН-40000/110/35/10 и монтажом оборудования ЗРУ 35 кВ	2020	110	80 (+0) МВА	Ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы (транзит 35 кВ Восточная – Черемошное с изменением конфигурации сети)

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Обоснование необходимости строительства
18	Строительство КЛ 35 кВ Майская – Н.Деревня и Майская – Таврово	2020	35	7,2 км	Ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы (транзит 35 кВ Восточная – Черемошное с изменением конфигурации сети)
19	Строительство ПС 110/35/10 кВ Короча (с переносом ПС на новую площадку). Вместо 3 трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются 2 трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, оборудование ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, ОРУ 35 кВ по схеме № 35-9, ЗРУ-10 кВ в БМЗ	2021	110	80 (+32) МВА	Ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
20	Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	110	0,687 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
21	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	110	0,992 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
22	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Анновка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	35	0,371 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
23	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	35	0,320 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
24	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Поповка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	35	0,629 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
25	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Борисы с заходами на новую площадку	2021	35	0,531 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Обоснование необходимости строительства
	ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны				ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
26	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Ивица № 2 с отпайкой на ПС 35/10 кВ Алексеевка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	35	0,356 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
27	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Ивица № 1 с отпайкой на ПС 35/10 кВ Алексеевка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	35	0,356 км	Изменение границ полосы отвода и охранной зоны в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча с размещением на новом месте
28	Модернизация ПС 110 кВ Готня с установкой оборудования системы постоянного оперативного тока	2022	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
29	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с заходами на ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой грозозащитного троса	2022	110	13,515 км	Превышение нормативного срока службы
30	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная с заменой грозозащитного троса	2022	110	11,864 км	Превышение нормативного срока службы
31	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром с заменой грозозащитного троса	2022	110	2,673 км	Превышение нормативного срока службы
32	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево	2022	35	39,852 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Гостищево, повышение надежности электроснабжения
33	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель с заменой трансформаторов 2хТДН-15000/110/6 на 2хТДН-16000/110/6, оборудования ОРУ 110 кВ, с установкой	2021	110	32 (+2) 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
	элегазовых выключателей 110 кВ, с монтажом блочно-модульного здания ЗРУ 6 кВ, совмещенного с ОПУ				
34	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная с заменой провода, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2022	110	10,700 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
35	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная с заменой силовых трансформаторов 2х40 на 2х40 и 2х16 МВА, монтажом БМЗ: ЗРУ-6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ОПУ с панелями РЗА, системами телемеханики и цифровых каналов связи	2023	110	112 (+32) МВА	Для ликвидации недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
36	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи	2022	35	21,001 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Подольхи
37	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Архангельское с заменой масляных выключателей 35кВ (8 шт.) и 110 кВ (1 шт) на элегазовые, устройств РЗА, с монтажом оборудования новой системы постоянного оперативного тока	2023	110	26 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
38	Техпереворужение ПС 110/10 кВ Авторемзавод с заменой масляных выключателей 110 кВ (3 шт.) на элегазовые ОРУ 110 кВ и устройств РЗА, установка нового щита переменного тока	2023	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения, обеспечение ввода реконструируемой ПС 330 кВ Белгород
39	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Борисовка с заменой масляных выключателей 110 кВ (2 шт.) на элегазовые в ОРУ 110 кВ	2023	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
40	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка с заменой грозозащитного троса	2023	110	38,049 км	Превышение нормативного срока службы
41	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка с заменой грозозащитного троса	2023	110	43,175 км	Превышение нормативного срока службы
42	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка с заменой грозозащитного троса	2023	110	42,146 км	Превышение нормативного срока службы
43	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1 с заменой грозозащитного троса	2023	110	21,770 км	Превышение нормативного срока службы
44	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна с заменой грозозащитного троса	2023	110	38,737 км	Превышение нормативного срока службы
45	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Казацкие Бугры с заменой грозозащитного троса	2023	110	18,146 км	Превышение нормативного срока службы
46	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с заходами на ПС 110/35/6 кВ Шебекино с заменой грозозащитного троса	2023	110	34,520 км	Превышение нормативного срока службы
47	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино с заменой провода, опор, грозотроса с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2023	110	47,100 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
48	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное с заменой провода, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2023	110	35,900 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
49	Техпереворужение ПС 35/10 кВ Н. Александровка с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА	2023	35	5 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
50	Техпереворужение ВЛ 110 кВ Губкин – Старый	2024	110	3,500 км	Замена физически устаревшего

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Обоснование необходимости строительства
	Оскол тяговая с заменой провода, опор, грозотроса с изменением границ полосы отвода и охранной зоны				оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
51	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с отпайкой на ПС 35/6 кВ Земснаряд с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	35	4.800 км	Вынос ВЛ 35 кВ из зоны массовой застройки микрорайонов ИЖС
52	Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка с заменой провода, опор с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	35	23,200 км	Замена физически устаревшего оборудования отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
53	Техпереворужение ПС 110/6 кВ Очистные с заменой масляных выключателей 6 кВ (26 шт.) на вакуумные в ЗРУ 6 кВ	2024	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
54	Модернизация ПС 110 кВ Александровка с монтажом ячейки 35 кВ для подключения строящейся ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево	2022	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
55	Техпереворужение ПС 35/10 кВ Шаховка с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые (5 шт.), с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА	2024	35	8 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
56	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Айдар с заменой масляных выключателей 35 кВ (7 шт.) на элегазовые и устройств РЗА	2024	110	26 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
57	Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Александровка с заменой масляных выключателей 35 кВ (7шт.) на элегазовые ОРУ 35 кВ	2024	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
58	Техпереворужение ПС 110/35/6 кВ Журавлики с заменой масляных	2024	110	65 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Обоснование необходимости строительства
	выключателей 35 кВ (8 шт.) на элегазовые в ОРУ 35 кВ				оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
59	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с заходами на ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна с заменой провода, опор, грозотроса, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	110	5,600 км	Замена физически устаревшего оборудования отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
Сторонние организации (не электросетевые компании)					
60	Реконструкция ПС 330/110/35 кВ Лебеди с размещением на новой площадке с установкой 2 АТ мощностью 2×200 МВА (АО «Лебединский ГОК»)	2020	330	800 (+400) МВА	ТУ от 17 августа 2007 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Лебединский ГОК»
61	Строительство ПС 110/35/6 кВ КМАРуда и 2 ЛЭП 110 кВ Губкин – КМАРуда (АО «Комбинат КМАРуда»)	2019	110	80 (+80) МВА / 2×7,965 км	ТУ от 01 марта 2011 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Комбинат КМАРуда»
62	Строительство ПС 110 кВ Извол и 2 ЛЭП 110 кВ Белгород – Извол (ООО «Извол Агро Плюс»)	2020	110	126 (+126) МВА / 2×4,7 км	ТУ от 19 июня 2015 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ООО «Извол Агро Плюс»
63	Строительство ПС 110 кВ Тепличный комплекс Белогорья и 2 ЛЭП 110 кВ Белгород – ТК Белогорья (ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»)	2020	110	80 (+80) МВА / 2×10,0 км	ТУ от 07 сентября 2016 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»

Обосновывающие материалы по новому строительству и реконструкции приведены в приложении № 1 к СиПРЭ Белгородской области.

На период 2019 – 2024 годов проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы на территории Белгородской области предусмотрено:

- строительство 1 ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2 протяженностью 115,35 км с реконструкцией РУ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол;

- комплексная реконструкция 2 подстанций с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Белгород и ПС 330 кВ Губкин).

Схемой и программой развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 – 2024 годы запланировано:

- комплексная реконструкция 1 подстанции с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Лебеди АО «Лебединский ГОК»);

- строительство 3 новых подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 286,0 МВА (ПС 110/35/6 кВ КМАРуда (2×40 МВА) ОАО «Комбинат КМАРуда», ПС 110 кВ Изовол (2×63 МВА) ООО «Изовол Агро Плюс» и ПС 110 кВ (2×40 МВА) ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»);

- строительство 6 новых ВЛ 110 кВ (сторонними организациями) общей протяженностью 45,33 км, 3 ВЛ 35 кВ общей протяженностью 60,853 км и 2 КЛ 35 кВ общей протяженностью 7,2 км (филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»);

- реконструкция 16 ПС 110 кВ, в том числе 4 с изменением трансформаторной мощности и 1 (ПС 110/10/10 кВ Майская) с переводом на другой класс напряжения;

- реконструкция 5 ПС 35 кВ, в том числе 1 с изменением трансформаторной мощности;

- реконструкция 12 ВЛ 110 кВ общей суммарной протяженностью 230,929 км и 11 ВЛ 35 кВ общей протяженностью 31,464 км;

- замена грозозащитного троса на 10 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 264,595 км.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Белгородской области по состоянию на конец 2024 года представлена в графической части приложение № 3 к СиПРЭ Белгородской области.

5. Расчеты электроэнергетических режимов электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Расчеты послеаварийных электроэнергетических режимов сети 35-750 кВ для летних и зимних максимальных нагрузок на период 2020 – 2024 годов приведены в таблицах 5.1 – 5.10 в графической форме в приложении № 2 к СиПРЭ Белгородской области.

5.1. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2020 года

5.1.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 1 приложения № 2).

5.1.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 107,1 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 2 приложения № 2).

5.1.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 3 приложения № 2).

5.1.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 4 приложения № 2).

5.2. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2020 года

5.2.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 5 приложения № 2).

5.2.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 101,3 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 101 процент (ток 392 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 109 процентов (ток 424 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 105 процентов (ток 629 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 104 процента ток 635/629 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 101 процент и не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25 °С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 6 приложения № 2).

Исключить перегрузку указанного оборудования возможно реализацией следующих мероприятий (схема 7 приложения № 2):

- замена провода АС-120 ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками на провод марки АС-185 (13,16 км);
- замена провода АС-120 ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на провод марки АС-185 (13,16 км);
- замена провода АС-240 ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна с отпайками на провод марки АС-300 (33,23 км);
- замена ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол на ВЧЗ с $I_{ном}$ 1000 А.

5.2.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 8 приложения № 2).

5.2.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 9 приложения № 2).

5.3. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2020 года

5.3.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 10 приложения № 2).

5.3.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 11 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 12 приложения № 2).

5.3.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 13 приложения № 2).

5.3.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 14 приложения № 2).

5.4. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020 года

5.4.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 103 процента (ток 516 А, допустимый ток для провода при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А) (схема 15 приложения № 2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное, с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка, ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (8,0 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 92 процента) (схема 16 приложения №2).

5.4.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 100,8 кВ. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 113 процентов (ток 680 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 88 процентов (ток 691/680 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 786,9 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками (участок, выполненный проводом АС-120) 85 процентов (ток 426 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики (участок, выполненный проводом АС-120) 91 процент (ток 456 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 105 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5 °С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 17 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 104 процента не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 18 приложения № 2).

5.4.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 19 приложения № 2).

5.4.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 20 приложения № 2).

5.5. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2021 года

5.5.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 21 приложения № 2).

5.5.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 106,5 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. (схема 22 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 106,9 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 23 приложения № 2).

5.5.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 24 приложения № 2).

5.5.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 25 приложения № 2).

5.6. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2021 года

5.6.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 102 процента (ток 397 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А) (схема 26 приложения № 2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (2,8 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 97 процентов) (схема 27 приложения № 2).

5.6.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). Напряжение в ремонтной схеме на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин 117,8 кВ. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 100,9 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 101 процент (ток 394 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 109 процентов (ток 426 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 106 процентов (ток 633 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 105 процентов ток 639/633 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 101 процент не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 28 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 101,5 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 29 приложения № 2).

5.6.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 30 приложения № 2).

5.6.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 31 приложения № 2).

5.7. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2021 года

5.7.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 32 приложения № 2).

5.7.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 34 приложения № 2).

5.7.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 35 приложения № 2).

5.7.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 36 приложения № 2).

5.8. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2021 года

5.8.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 104 процента (ток 521 А, допустимый ток для провода при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А) (схема 37 приложения № 2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное, с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка, ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (8,0 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 93 процента) (схема 38 приложения № 2).

5.8.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). Напряжение в ремонтной схеме на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин 119 кВ. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,7 кВ. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 113 процентов (ток 678 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 106 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 39 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 105 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 40 приложения № 2).

5.8.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 41 приложения № 2).

5.8.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 42 приложения № 2).

5.9. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2022 года

5.9.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 43 приложения № 2).

5.9.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 105,5 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 44 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 105,8 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 45 приложения № 2).

5.9.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 46 приложения №2).

5.9.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 47 приложения № 2).

5.10. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2022 года

5.10.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 102 процента (ток 397 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А) (схема 48 приложения № 2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (2,8 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 97 процентов) (схема 49 приложения № 2).

5.10.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,3 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 112 процентов (ток 437 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 120 процентов (ток 470 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 115 процентов (ток 688 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 115 процентов ток 694/688 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 106 процентов не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 50 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ

Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,8 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 102 процента ток 706/700 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 690 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 106 процентов не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 51 приложения № 2).

Перевод нагрузки Стойленского ГОКа с ПС 500 кВ Старый Оскол на ПС 330 кВ Губкин (~25 МВт включение ГПП-12, ГПП-4, ГПП-2, ПС 110 кВ Ремзавод, ПС 110 кВ Строительная от ПС 330 кВ Губкин через ГПП-15) и с ПС 110 кВ Архангельское по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Чернянка, ПС 110 кВ Верхняя Покровка (3,8 МВт) в ремонтной схеме (в ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол) устраняет перегрузку ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна в послеаварийном режиме (загрузка 99 процентов). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 107 процентов не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 52 приложения № 2).

5.10.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 53 приложения № 2).

5.10.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 54 приложения № 2).

5.11. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2022 года

5.11.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 55 приложения № 2).

5.11.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 56 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 57 приложения № 2).

5.11.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 58 приложения № 2).

5.11.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 59 приложения № 2).

5.12. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2022 года

5.12.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 104 процента (ток 521 А, допустимый ток для провода при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А) (схема 60 приложения № 2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное, с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка, ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (8,0 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 95 процентов) (схема 61 приложения № 2).

5.12.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ

Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 98,4 кВ. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 123 процента (ток 738 А, Ином 600 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 111 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 62 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 98,9 кВ, режиме перегрузки оборудования нет. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 111 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 63 приложения № 2).

5.12.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. Загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино 103 процента не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 64 приложения № 2).

5.12.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 65 приложения № 2).

5.13. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2023 года

5.13.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 66 приложения № 2).

5.13.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 105,2 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 67 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 105,8 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 68 приложения № 2).

5.13.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 69 приложения № 2).

5.13.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 70 приложения № 2).

5.14. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2023 года

5.14.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составит 107 процентов (ток 417 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А) (схема 71 приложения №2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное, с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка, ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (8,1 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 93 процента) (схема 72 приложения № 2).

5.14.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 98,6 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 122 процента (ток 477 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 130 процентов (ток 507 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 113 процентов (ток 677 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 112 процентов ток 684/677 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А (схема 73 приложения № 2).

Включение в ремонтной схеме ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 снижает в послеаварийном режиме загрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками до 95 процентов (ток 477 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А), ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики до 102 процентов (ток 394 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол до 107 процентов (ток 641 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна до 106 процентов ток 648/641 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А). При включении ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 102 процента не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 74 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,2 кВ.

Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 101 процент ток 694/668 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 690 А) (схема 75 приложения № 2).

Включение в ремонтной схеме ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 снижает в послеаварийном режиме загрузку ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна до 95 процентов ток 648/641 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для

провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А). При включении ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 101 процент не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 76 приложения № 2).

5.14.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК 1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 77 приложения № 2).

5.14.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 78 приложения № 2).

5.15. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2023 года

5.15.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 79 приложения № 2).

5.15.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 80 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 81 приложения № 2).

5.15.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 82 приложения № 2).

5.15.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 83 приложения № 2).

5.16. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2023 года

5.16.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 110 процентов (ток 552 А, допустимый ток для провода при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А) (схема 84 приложения № 2).

Реализация в единичной ремонтной схеме режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное, с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка, ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (9,9 МВт) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (загрузка 96 процентов) (схема 85 приложения № 2).

5.16.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 96,3 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 106 процентов (ток 536 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 112 процентов (ток 562 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 503 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 125 процентов (ток 745 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 104процента не превышает

нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 86 приложения № 2).

Включение в ремонтной схеме ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 снижает в послеаварийном режиме загрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками до 83 процентов (ток 416 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха -5°C составляет 503 А), ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики до 88 процентов (ток 443 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха -5°C составляет 503 А). Загрузку ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол до 116 процентов (ток 695 А, $I_{\text{ном}}$ 600 А). Напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 98,2 кВ.

При включении ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 108 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 87 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 97 кВ. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 108 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (схема 88 приложения № 2).

5.16.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. Загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино 108 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 89 приложения № 2).

5.16.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включена в работу БСК-1 ПС 330 кВ Губкин. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 90 приложения № 2).

5.17. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2024 года

5.17.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 91 приложения № 2).

5.17.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 105,6 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 92 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 105,9 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 93 приложения № 2).

5.17.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 94 приложения № 2).

5.17.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 95 приложения № 2).

5.18. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2024 года

5.18.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 96 приложения № 2).

5.18.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,4 кВ. Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 107 процентов (ток 419 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 115 процентов (ток 449 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 103 процента (ток 619 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 102 процента ток 625/619 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А) (схема 97 приложения № 2).

Включение в ремонтной схеме ШСВ-15, ШСВ-16 на ПС 110 кВ ГПП-7 снижает в послеаварийном режиме загрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками до 91 процента (ток 355 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А), ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики до 98 процентов (ток 385 А, допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 390 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол до 102 процентов (ток 610 А, $I_{ном}$ 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна до 100 процентов ток 616/610 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25 °С составляет 610 А) (схема 98 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,8 кВ. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 99 приложения № 2).

5.18.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 100 приложения № 2).

5.18.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 101 приложения № 2).

5.19. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2024 года

5.19.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 102 приложения № 2).

5.19.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 103 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 104 приложения № 2).

5.19.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 105 приложения № 2).

5.19.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 106 приложения № 2).

5.20. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2024 года

5.20.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 107 приложения № 2).

5.20.2. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Без учета выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 98,9 кВ. Перегрузки оборудования нет (схема 108 приложения № 2).

С учетом выполнения мероприятий по пункту 5.2.2. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН 1АТ, 2АТ ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 99,3 кВ. Перегрузки оборудования нет (схема 109 приложения № 2).

5.20.3. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены БСК1, БСК 2 на ПС 330 кВ Белгород. Загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино 110 процентов не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 110 приложения № 2).

5.20.4. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах (схема 111 приложения № 2).

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2020 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 105 процентов. Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 104 процента (провод). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками 101 процент (провод). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС 110 кВ Журавлики 109 процентов (провод). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 101 процент
3	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2020 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 103 процента (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
			пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка ПС 500 кВ Старый Оскол 113 процентов. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 105 процентов
3	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Таблица 5.3

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2021 года

№ п/п	Режим	Летний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Летний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 102 процента (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2021 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Зимний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 104 процента (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 105 процентов. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2022 года

№ п/п	Режим	Летний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Летний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 102 процента (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 102 процента (провод). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 106 процентов. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

№ п/п	Режим	Летний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Летний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
3	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Таблица 5.6

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2022 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Зимний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка №1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка №2 104 процента (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 111 процентов. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино 103 процента
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2023 года

№ п/п	Режим	Летний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Летний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 106 процентов (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна 101 процент (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Таблица 5.8

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2023 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)	Зимний максимум (с учетом выполнения мероприятий 2020 года)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 110 процентов (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 108 процентов. Напряжение на 1, 2 сш 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 97 кВ (ниже минимально допустимого значения)

3	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино 108 процентов
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Таблица 5.9

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2024 года

№ п/п	Режим	Летний минимум (с учетом мероприятий)	Летний максимум (с учетом мероприятий)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Таблица 5.10

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2024 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум (с учетом мероприятий)	Зимний максимум (с учетом мероприятий)
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

№ п/п	Режим	Зимний минимум (с учетом мероприятий)	Зимний максимум (с учетом мероприятий)
2	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино 110 процентов
4	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

6. Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше

В режимный день 19 декабря 2018 года потребление реактивной мощности Белгородской энергосистемой составило 556,84 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,27.

Максимальное потребление реактивной мощности приходится на летние месяцы.

В режимный день 21 июня 2017 года потребление реактивной мощности Белгородской энергосистемой составило 673,22 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,36 и не превысило максимального значения, которое для сети 110 кВ составляет 0,5¹¹.

При компенсации реактивной мощности в распределительной сети напряжением 10(6) – 0,4 кВ у конечных потребителей (в Белгородской энергосистеме это в основном крупные сельскохозяйственные предприятия свиноводства, птицеводства и производства комбикормов) необходимость устанавливать устройства компенсации реактивной мощности на шинах подстанций 110 кВ отсутствует.

Следует также отметить, что компенсация реактивной мощности у конечных потребителей сдерживается отсутствием утвержденной методики по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности, так как действующие Методические указания применимы только к договорам на оказание услуг по передаче электрической энергии (договорам энергоснабжения) по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Схемой и программой развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы предусматривается установка четырех батарей статических конденсаторов на шинах 110 кВ мощностью 52 МВАр каждая на двух подстанциях: две на ПС 330 кВ Белгород и две на ПС 330 кВ Губкин.

7. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

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

¹¹ В соответствие с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

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

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

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

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

Активно-адаптивную сеть характеризует:

- гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;
- доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;
- надёжность. Сеть должна гарантировать надежность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;
- экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

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

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее – ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса

(ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;
- эффективной, с наименьшими техническими потерями, передачи электроэнергии по сетям.

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

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

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

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

Общие требования к АСУТП ПС:

- 1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);
- 2) обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам

МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850-10;

3) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

4) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в том числе отказов) других компонентов системы;

5) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

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

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

Создание «цифровых» подстанций

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

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

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

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

Требования к системам телемеханики и АСУТП «цифровых» сетей:

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

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

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

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

– не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая телеуправление.

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

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



**Приложение № 1
к Схеме и программе развития
электроэнергетики
Белгородской области
на 2020 – 2024 годы**

**Обосновывающие материалы нового строительства
и реконструкции**

**1. Электросетевые объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
Черноземное ПМЭС**

1.1. 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.

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород предусмотрена проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

1.2. 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.

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин предусмотрена проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

1.3. 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 РУ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол обусловлено обеспечением выдачи мощности блока № 2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2.

Данные мероприятия отражены в проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

2. Электросетевые объекты филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

2.1. Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское

ПС 35/10 кВ Никольское была введена в эксплуатацию в 1997 году, в настоящее время на подстанции установлен 1 силовой трансформатор ТМН-2500/35/10, год выпуска – 1990.

В нормальном режиме ПС 35/10 кВ Никольское находится в транзите и питается от ПС 110/35/10 кВ Черемошное по ВЛ 35 кВ Черемошное – Никольское – Новая Деревня – Таврово – Восточная. СМВ-35 кВ – включен.

В аварийном или ремонтном режиме может быть запитана от ПС 110/35/6 кВ Восточная по ВЛ 35 кВ Никольское – Новая Деревня включением СМВ-35 кВ на ПС 35/10 кВ Новая Деревня.

Загрузка ПС 35/10 кВ Никольское в день зимнего максимума 19 декабря 2018 года составила 2,39 МВА.

Величина текущего резерва мощности центра питания по данным контрольного замера с учетом длительно допустимой перегрузки силового трансформатора составляет 0,24 МВА.

Объем мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (далее – ТП), планируемой к присоединению, составляет 0,7 МВА.

Величина перспективного дефицита мощности центра питания с учетом договоров ТП составляет 0,47 МВА¹.

Ниже приведены статистические данные по загрузке центра питания за последние 3 года.

Дата замера	21.12.2016	20.12.2017	19.12.2018
Нагрузка, МВА	1,87	2,13	2,39

При отключении силового трансформатора (аварийный режим) происходит полное погашение ПС и потребителей, запитанных от нее, так как, перераспределение мощности по сети 10 кВ на смежные центры питания отсутствует.

Проектом предусматривается строительство 2 очереди ПС 35/10 кВ Никольское. Предусматривается монтаж нового оборудования на ОРУ 35 и 10 кВ, монтаж нового ОПУ, системы постоянного оперативного тока, телемеханики и связи, устройств РЗА и ПА, замена силового трансформатора 2,5 МВА на 2 силовых трансформатора мощностью 4 МВА каждый, а также использование цифровых технологий обмена информации и передачи сигналов.

2.2. Модернизация ПС 110/10/10 кВ Центральная

Модернизация ПС 110/10/10 кВ Центральная предусматривает монтаж дуго-гасящих катушек (далее – ДГК) для компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2, 3 и 4 секциях шин 10 кВ без изменения трансформаторной мощности.

Модернизация данной подстанции необходима для подключения сетей 10 кВ внешнего электроснабжения микрорайона ИЖС «Пролески», строительство которого предусмотрено постановлением Правительства Белгородской области от 20 февраля 2017 года № 65-пп, а также для компенсации емкостных токов замыкания на землю, величины которых не соответствует Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

¹ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

2.3. Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Томаровка

ПС 110/35/10 кВ Томаровка была введена в эксплуатацию в 1973 году. Основная часть оборудования РУ 10 кВ выработала свой механический ресурс.

Техпереворужением предусматривается замена отработавших свой нормативный срок масляных выключателей 10 кВ (далее – МВ 10 кВ) на вакуумные выключатели с монтажом панелей микропроцессорных защит, использование цифровых технологий обмена информацией и передачи сигналов, оснащение ячеек 10 кВ защитами от дуговых замыканий без изменения трансформаторной мощности.

2.4. Техпереворужение ПС 35/10 кВ Таврово

ПС 35/10 кВ Таврово была введена в эксплуатацию в 1994 году. Основная часть оборудования РУ 10 кВ выработала свой механический ресурс.

Техпереворужением предусматривается замена отработавших свой нормативный срок МВ 10 кВ на вакуумные выключатели с монтажом панелей микропроцессорных защит, использование цифровых технологий обмена информацией и передачи сигналов, оснащение ячеек 10 кВ защитами от дуговых замыканий без изменения трансформаторной мощности.

2.5. Техпереворужение ПС 35/10 кВ Драгунка

ПС 35/10 кВ Драгунка была введена в эксплуатацию в 1985 году. Основная часть оборудования РУ 10 кВ выработала свой механический ресурс.

Техпереворужением предусматривается замена отработавших свой нормативный срок МВ 10 кВ на вакуумные выключатели с монтажом панелей микропроцессорных защит, использование цифровых технологий обмена информацией и передачи сигналов, оснащение ячеек 10 кВ защитами от дуговых замыканий без изменения трансформаторной мощности.

2.6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами и подвесной изоляцией, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами). Реализация проекта позволит заменить выработавшее свой механический ресурс оборудование.

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

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

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка, находящейся в эксплуатации с 1967 года, с опорами и подвесной изоляцией, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами). Реализация проекта позволит заменить выработавшее свой механический ресурс оборудование.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.8. 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 порядка 70 процентов. На ПС установлены 3 силовых трансформатора 25+25+20 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/6 Старый Оскол-1 предусматривает изменение схемы ОРУ 110 и 35, ЗРУ 6 кВ, реконструкцию строительной части, демонтаж 1 силового трансформатора мощностью 20 МВА, замену приводов РПН силовых трансформаторов, панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, замену (аккумуляторной батареи (далее – АКБ), в целях замены оборудования отработавшего свой нормативный срок.

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

От ПС 110/10/10 кВ Майская осуществляется электроснабжение порядка 26 тысяч потребителей Южного микрорайона г. Белгорода, п. Майский, с. Репное, с. Новая Деревня Белгородского района.

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

Проект предусматривает реконструкцию ПС 110/10/10 кВ Майская без изменения трансформаторной мощности с заменой существующих силовых трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ на трансформаторы напряжением 110/35/10 кВ и строительство 2 КЛ 35 кВ: КЛ 35 кВ Майская – Таврово и КЛ 35 кВ Майская – Новая Деревня с изменением конфигурации прилегающей сети 35 кВ.

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская необходима для снижения загрузки силовых трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная ориентировочно на 11,9 МВА.

В 2013 году на ПС 110/35/6 кВ Восточная были установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА.

Рост фактической суммарной загрузки ПС 110/35/6 кВ Восточная в зимний режимный день (20 декабря 2017 года) составил 45,31 МВА.

В период максимальных нагрузок (ОЗМ) снижение суммарной загрузки ПС 110/35/6 кВ Восточная позволит при ремонтном режиме либо аварийном отключении одного из трансформаторов избежать отключения (ограничения) существующих потребителей и обеспечить их надежное электроснабжение.

Реализация данного инвестиционного проекта позволит снизить загрузку ПС 110/35/6 кВ Восточная до 38,3 МВА.

Кроме того, перевод ПС 110/10/10 кВ Майская на класс напряжения 110/35/10 кВ и строительство 2 КЛ 35 кВ позволит сократить протяженность транзита по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Восточная до ПС 110 кВ Черемошное 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 ответственных потребителей Белгородского района как ООО «Альпика», завод ТАО «Спектр», общеобразовательные учреждения, развивающиеся микрорайоны ИЖС, котельные и др.

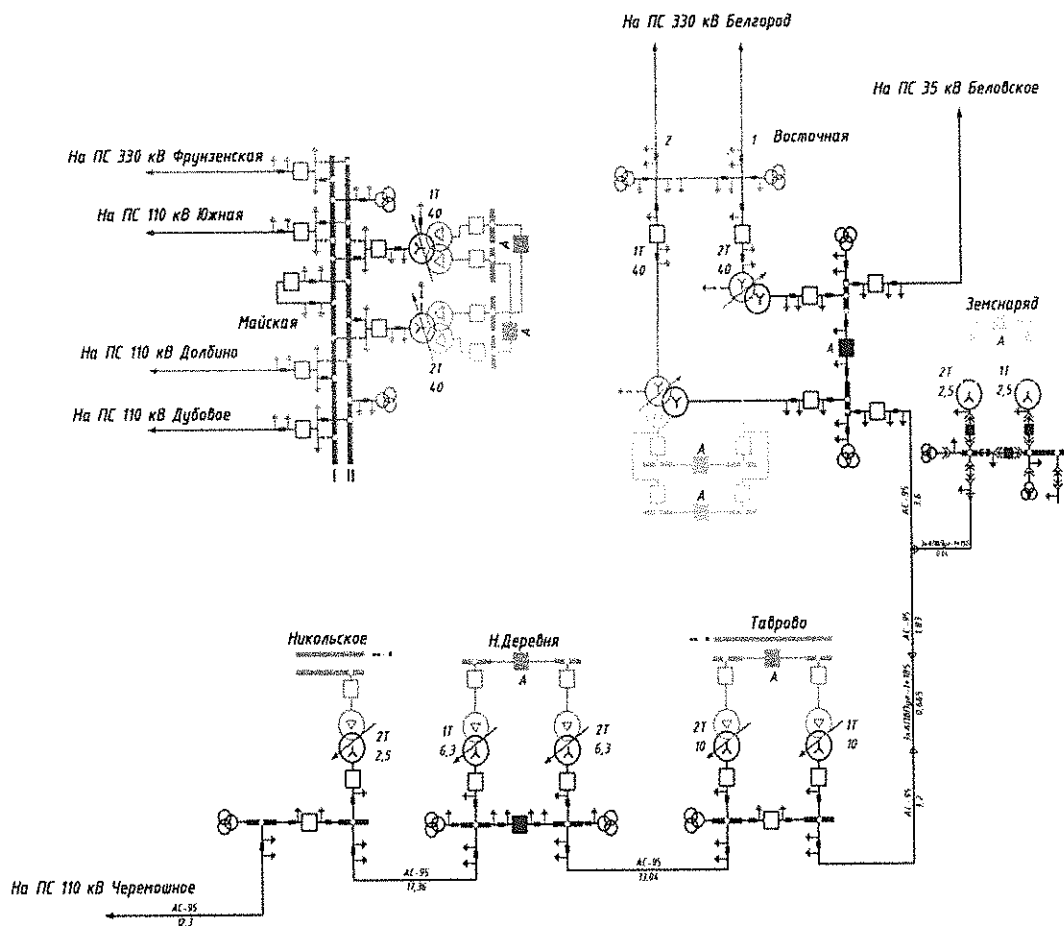
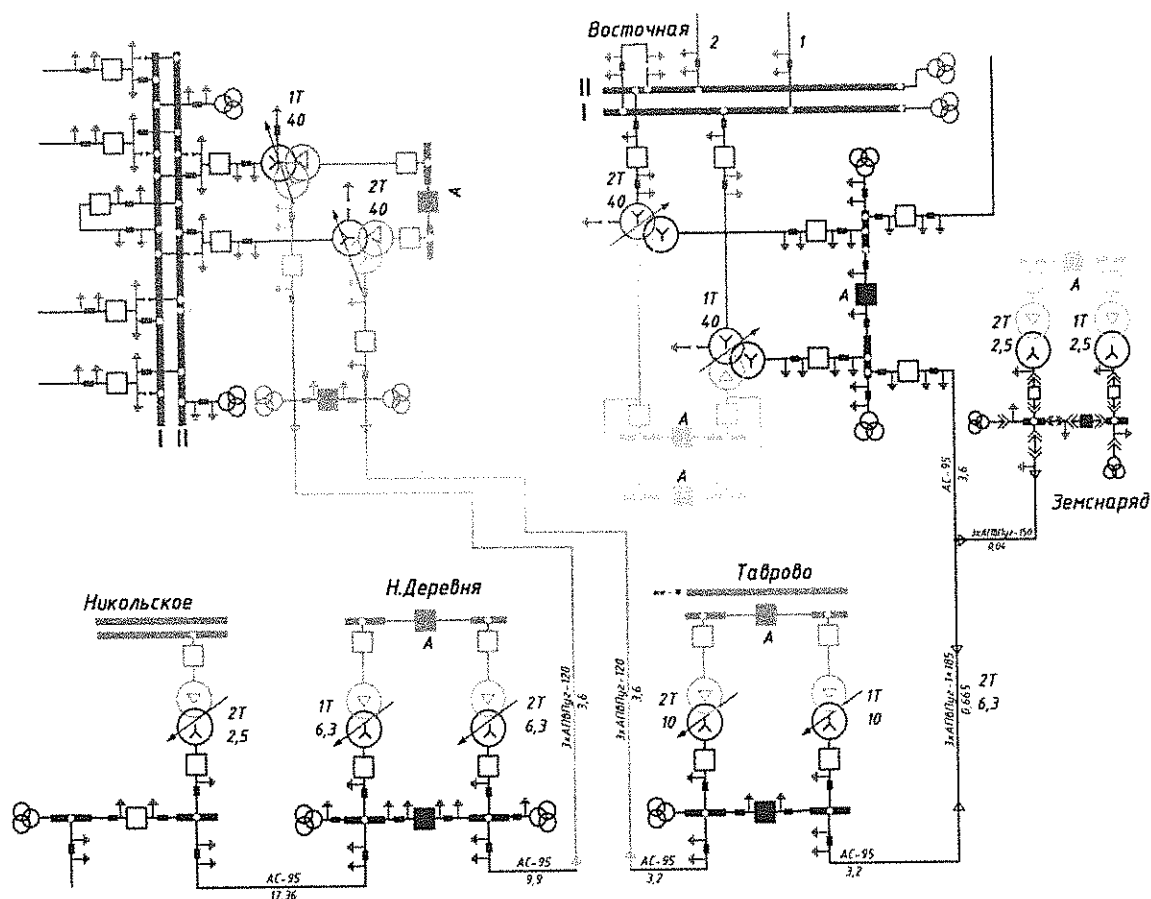


Рисунок 1. Существующая схема сети 35 кВ до реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская



**Рисунок 2. Схема сети 35 кВ после реконструкции
ПС 110/10/10 кВ Майская.**

От ПС 35/10 кВ Новая Деревня запитаны социально значимые объекты и объекты агропромышленного комплекса 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.

В настоящее время разработана и согласована проектная документация «Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская с установкой силовых трансформаторов типа ТДТН-40000/110/35/10 для ликвидации дефицита мощности».

2.10. Строительство 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 3 силовых трансформатора мощностью 3×16 МВА.

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.

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 (подтверждено дефектными актами).

Данная ПС 110 кВ 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.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча предусматривает перемещение ПС на новую площадку, установку 2 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.

2.11. Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 110 кВ Короча – Скородное в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.12. Реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 110 кВ Шеино – Короча в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.13. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Короча – Анновка

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 35 кВ Короча – Анновка в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.14. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.15. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Короча – Поповка

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 35 кВ Короча – Поповка в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.16. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Короча – Борисы

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 35 кВ Короча – Борисы в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.17. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Короча – Ивица ц. 1

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 35 кВ Короча – Ивица ц. 1 в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.18. Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Короча – Ивица ц. 2

Проект направлен на реконструкцию участка ВЛ 35 кВ Короча – Ивица ц. 2 в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.19. 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 повысить надёжность электроснабжения потребителей, подключенных от ПС 35/10 кВ Гостищево.

2.20. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель

ПС 110/6 кВ Строитель была введена в эксплуатацию в 1971 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×15 МВА. Оборудование выработало свой механический ресурс. 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 (подтверждено дефектными актами).

Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель предусматривает замену силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 16 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 информацией и передачи сигналов.

От ПС 110/6 кВ Строитель запитаны следующие потребители: население – более 20 тысяч человек, проживающие в 16 населенных пунктах Яковлевского городского округа, включая город Строитель – районный центр, около одной тысячи объектов малого бизнеса, 15 объектов водоканала, центральная районная больница, 10 котельных, 8 школ, 5 детских садов.

Кроме того от ПС 110/6 кВ Строитель запитаны микрорайоны, развиваемые по Программе индивидуального жилищного строительства Белгородской области: «Крапивенский», «Заводской», «Быковский».

В рамках долгосрочной целевой программы «Инженерное обустройство микрорайонов массовой застройки индивидуального жилищного строительства в Белгородской области на 2012 – 2015 годы», утвержденной постановлением Правительства Белгородской области от 12 марта 2012 года № 106-пп, в 2012 – 2015 годах выполнено строительство сетей внешнего электроснабжения микрорайонов. Застройка микрорайонов завершена, в ближайшие годы ожидается заселение нескольких тысяч жителей и набор мощности.

Загрузка ПС 110/6 кВ Строитель в день зимнего контрольного замера 19 декабря 2018 года составляет 12,13 МВА.

Таблица 2.1

Статистические данные контрольных замеров за последние 3 года

Существующая нагрузка по результатам замеров режимного дня, МВА		
2016	2017	2018
12,61	12,57	12,13

В настоящее время выделены земельные участки для индивидуального жилищного строительства в двух микрорайонах, прилегающих к ПС 110/6 кВ Строитель:

- микрорайон «Глушенский» – 800 участков;
- микрорайон «Крапивенский-3» – 807 участков.

Максимальная нагрузка ПС 110/6 кВ Строитель была зафиксирована 23 ноября 2016 года и составила 14,615 МВА (Т1 – 7,38 МВА, Т2 – 7,235 МВА).

2.21. Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1977 года, с опорами, не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам. Техническое состояние ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная оценивается как неудовлетворительное (подтверждено дефектными актами). Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная предполагает замену опор.

Реализация проекта позволит заменить выработавшее нормативный и механический ресурс оборудование.

2.22. 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 2 силовых трансформатора 110/10/6 кВ с расщепленными обмотками мощностью 2×40 МВА (год ввода трансформаторов 1Т и 2Т 1982 и 1987 соответственно).

Износ оборудования составляет порядка 70 процентов, оборудование выработало свой механический ресурс. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеются многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства находятся в неудовлетворительном состоянии. Строительная часть и оборудование подстанции требуют полной замены (подтверждено дефектными актами).

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная необходима для замены отработавшего свой нормативный срок оборудования.

Правительство Белгородской области считает приоритетным проектом реконструкцию с увеличением установленной мощности ПС 110/10/6 кВ Южная в связи с социально-экономическим развитием г. Белгорода.

От ПС 110/10/6 кВ Южная запитаны следующие потребители:

- бытовые потребители микрорайонов г. Белгорода численностью около 102 тысяч жителей;
- городская больница № 2, перинатальный центр, поликлиники;
- 30 школ и 20 детских садов;
- Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова;
- Дворец спорта «Космос»;
- 13 котельных;
- МУП «Белгородский электротранспорт»;

- МУП «Горводоканал»;
- объекты малого бизнеса;
- гипермаркет «Линия».

В общей сложности от ПС 110/10/6 кВ Южная запитано 184 объекта 1 и 2 категории по надежности электроснабжения.

По результатам летнего режимного дня 20 июня 2018 года нагрузка РУ 10 кВ ПС 110/10/6 кВ Южная составила 10,3 МВА.

Суммарная нагрузка по результатам зимнего замера 2016 года составила 41,1 МВА. (34,24 МВА – 6 кВ и 6,9 МВА – 10 кВ), что превышает установленную мощность силовых трансформаторов в режиме N-1.

Длительно допустимая нагрузка центра питания согласно ПТЭ в режиме N-1 – 42 МВА (с учетом длительно допустимой перегрузки 5 процентов).

Возможность перевода нагрузки по распределительным сетям на смежные центры питания 35-110 кВ отсутствует.

Величина текущего резерва мощности по данным контрольного замера составляет 0,9 МВА.

Объем заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, составляет 1,33 МВА.

Перспективная нагрузка с учетом договоров ТП, находящихся на исполнении составит 42,43 МВА.

Величина перспективного дефицита мощности центра питания (МВА) с учетом договоров ТП составит 0,43 МВА.

На основании перспективного дефицита мощности 0,43 МВА (с учетом договоров ТП), увеличения затрат на технологическое присоединение от иных центров питания, а также с учетом мнения комиссии Минэнерго России, отраженного в акте проверки № 42/2017, существует обоснованная необходимость увеличения трансформаторной мощности ПС 110/10/6 кВ Южная.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная предусматривает строительство нового ОРУ 110 кВ для размещения оборудования, установку 2 дополнительных силовых трансформаторов мощностью 2×16 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.

2.23. 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 Короча – Подольхи 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 повысить надёжность электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35/10 кВ Подольхи.

2.24. Техпервооружение ПС 110/35/10 кВ Архангельское

Оборудование ПС находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 64 процента. На ПС 110/35/10 кВ Архангельское установлены 2 силовых трансформатора мощностью 10 МВА и 16 МВА.

Установленное на ПС 110/35/10 кВ Архангельское оборудование, отработало нормативный срок и выработало свой механический ресурс.

От ПС 110/35/10 кВ Архангельское осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Старооскольского района Белгородской области.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское (без изменения трансформаторной мощности) направлена на замену отработавшего свой нормативный срок 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 снижение повреждаемости оборудования 10, 35, 110 кВ, замена выработавшего свой механический ресурс оборудования.

2.25. Техпервооружение ПС 110/6 кВ Авторемзавод

Предпосылкой реализации проекта является необходимость выполнения требований нормативно-технической документации. ПС построена в 1990 году, основная масса оборудования ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой механический ресурс (подтверждено дефектными актами).

В 2012 году на ПС 110/6 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.

Проектом предусматривается реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод без изменения трансформаторной мощности): замена МВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ в целях замены отработавшего нормативный срок оборудования.

2.26. Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Борисовка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Борисовка находится в эксплуатации с 1985 года, износ оборудования составляет порядка 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 может привести к социальным рискам.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ Борисовка, замена отработавшего свой нормативный срок оборудования, снижение затрат на эксплуатацию оборудования. Реконструкция ПС 110/35/10 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.

2.27. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино, находящейся 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 (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами). Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит заменить выработавшее свой механический ресурс оборудование.

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

2.28. Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное, находящейся 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 подвергшимся коррозии сверх нормы и выработавшего свой механический ресурс (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами). Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит заменить выработавшее свой механический ресурс оборудование.

При осуществлении проекта на ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.29. Реконструкция ПС 35/10 кВ Н. Александровка

Оборудование ПС 35/10 кВ Н. Александровка находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 75 процентов. Оборудование ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс.

Реконструкция ПС 35 кВ Н. Александровка предусматривает замену выработавшего свой нормативный срок оборудования (без изменения трансформаторной мощности) – 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 выработавшего свой нормативный срок оборудования, снижение затрат на эксплуатацию оборудования.

2.30. Техпервооружение 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, подвергшимися коррозии сверх нормы (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами), выработавшими свой механический ресурс. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реализация проекта позволит заменить отработавшего свой нормативный срок оборудования.

Повреждения на ВЛ могут привести к погашению центров питания: ПС 330 кВ Губкин, ПС 110 кВ Старый Оскол тяговая.

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

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

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд, находящейся в эксплуатации с 1981 году, 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, подвергшимся коррозии сверх нормы (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами). 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.

2.32. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка, находящейся 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, подвергшимся коррозии сверх нормы (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса подтверждено дефектными актами).

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

Реализация проекта позволит заменить отработавшего свой нормативный срок оборудование.

2.33. Техпереворужение ПС 110/6 кВ Очистные

Реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные предусматривает замену МВ 6 кВ на вакуумные, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части (без изменения трансформаторной мощности), в целях замены отработавшего свой нормативный срок оборудования.

Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные позволит снизить вероятность появления повреждений и тем самым повысить надежность питания потребителей.

2.34. Модернизация ПС 110/35/10 кВ Александровка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Александровка находится в эксплуатации с 1981 года, износ оборудования составляет порядка 60 процентов. Оборудование 35 кВ, установленное на ПС 110/35/10 кВ Александровка, выработало свой механический ресурс, физически устарело.

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 отработавшего свой нормативный срок оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, монтаж новой ячейки 35 кВ для подключения проектируемой ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Александровка, замена отработавшего свой нормативный срок оборудования, снижение затрат на эксплуатацию оборудования.

2.35. Техпереворужение ПС 35/10 кВ Шаховка

Оборудование ПС 35/10 кВ Шаховка находится в эксплуатации с 1984 года, износ оборудования составляет порядка 60 процентов. Оборудование ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Шаховка (без изменения трансформаторной мощности) предусматривает замену отработавшего свой нормативный срок 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, снижение затрат на эксплуатацию оборудования.

2.36. Техпереворужение ПС 110/35/10 кВ Айдар

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

Оборудование 35 кВ выработало свой механический ресурс, его износ составляет порядка 70 процентов. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар (без изменения трансформаторной мощности) предусматривает замену оборудования на ОРУ 35 кВ – масляных выключателей на элегазовые, замену устройств РЗА, ТМ и ТК.

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 эксплуатацию оборудования.

Реконструкция ПС позволит заменить отработавшее свой нормативный срок оборудование, повысить надёжность электроснабжения агропромышленных предприятий, социально значимых и бытовых потребителей, снизить экономические и социальные риски.

2.37. Техпереворужение ПС 110/35/6 кВ Журавлики

Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики (без изменения трансформаторной мощности) предполагает замену отработавшего свой нормативный срок 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, снижение затрат на эксплуатацию оборудования.

2.38. Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ

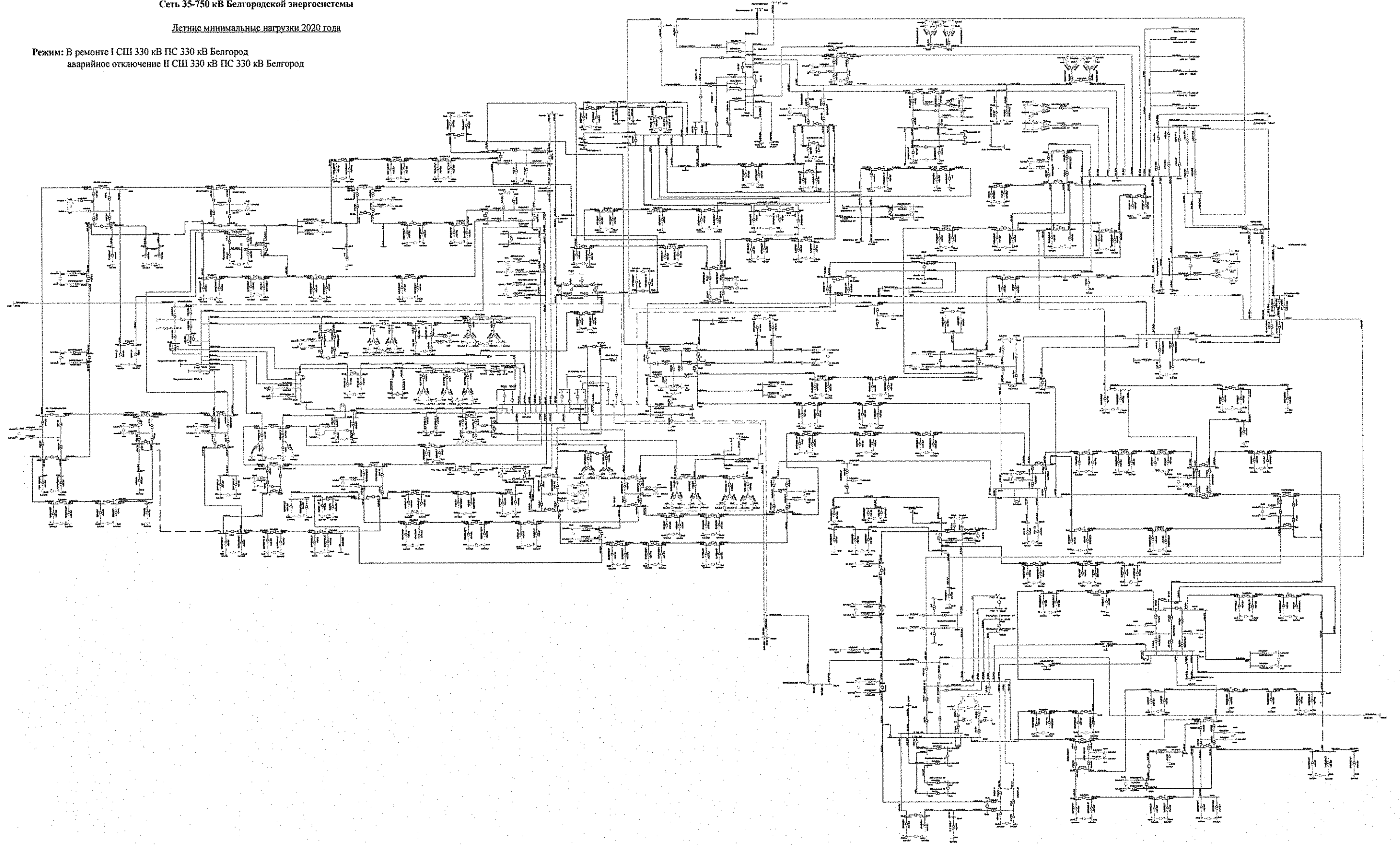
В период 2020 – 2024 годов предусматривается замена грозозащитного троса на 10 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 264,595 км.

Предпосылками замены грозозащитного троса являются дефектные акты, которыми выявлено повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса на данных ВЛ 110 кВ.

Схема 3

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

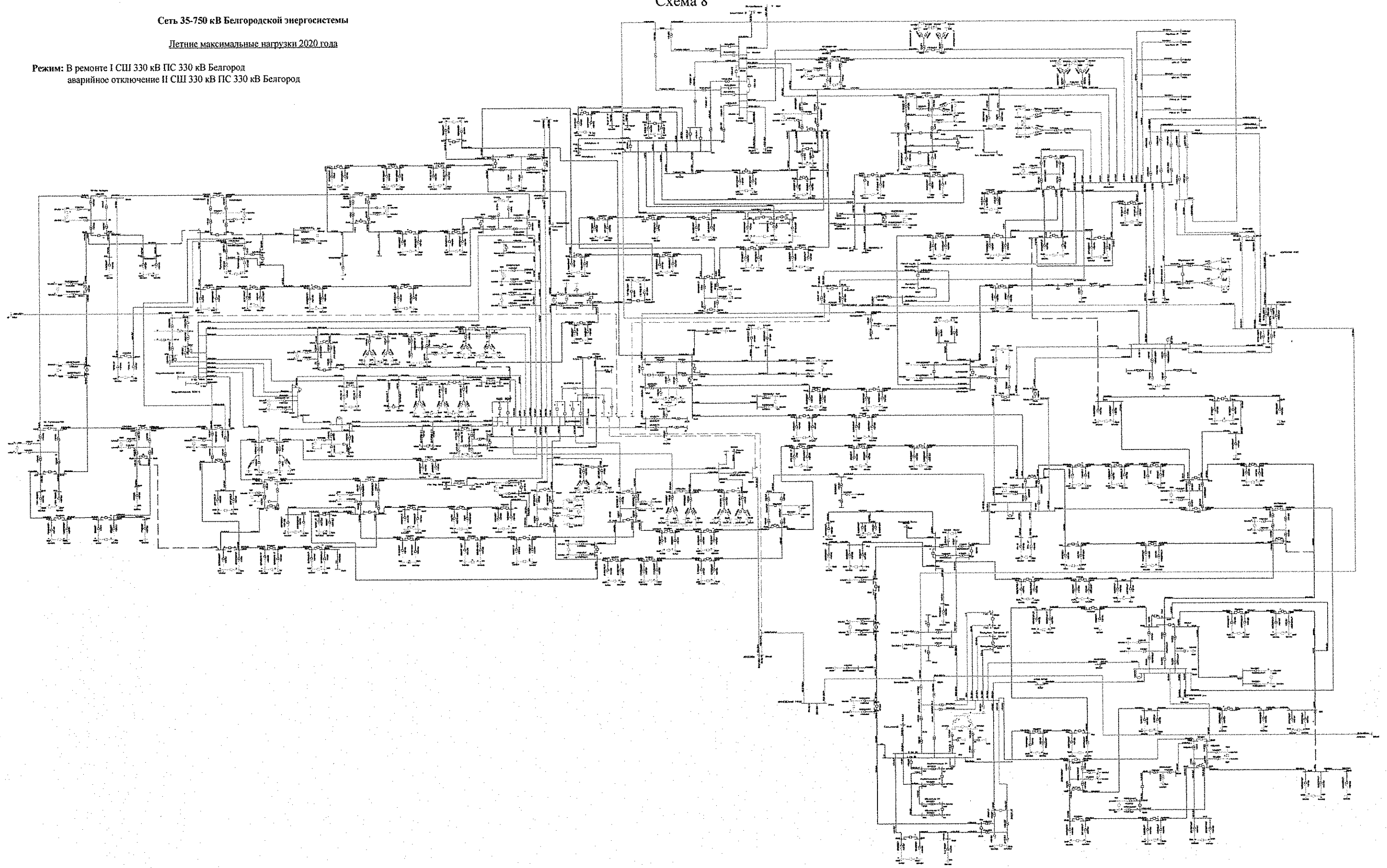
30.06.2020 10:41:03									
Экспортный отчет									
№	Суб	Тип	М	Имя	Вид	Счетчик	Тариф	Сфера	Статус
1	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	1	1	111	Активен
2	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	2	2	111	Активен
3	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	3	3	111	Активен
4	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	4	4	111	Активен
5	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	5	5	111	Активен
6	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	6	6	111	Активен
7	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	7	7	111	Активен
8	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	8	8	111	Активен
9	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	9	9	111	Активен
10	Белгород	Экспорт	М	Белгород	Экспорт	10	10	111	Активен

Схема 8

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



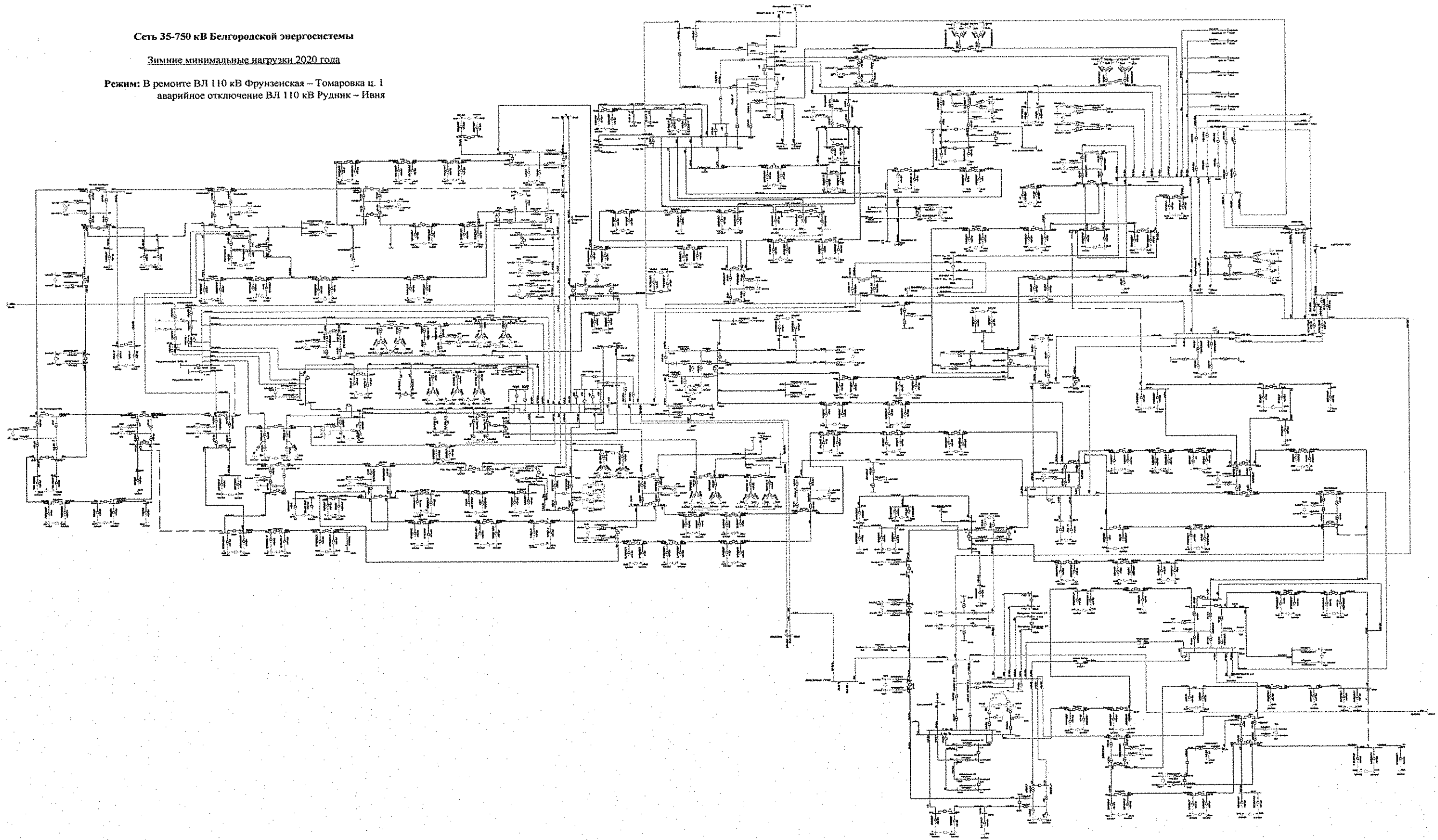
Лист 1 из 1		Итого листов 1	
№	Имя	№	Имя
1	Создано	1	Создано
2	Изменено	2	Изменено
3	Удалено	3	Удалено
4	Проверено	4	Проверено
5	Одобрено	5	Одобрено

Схема 10

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



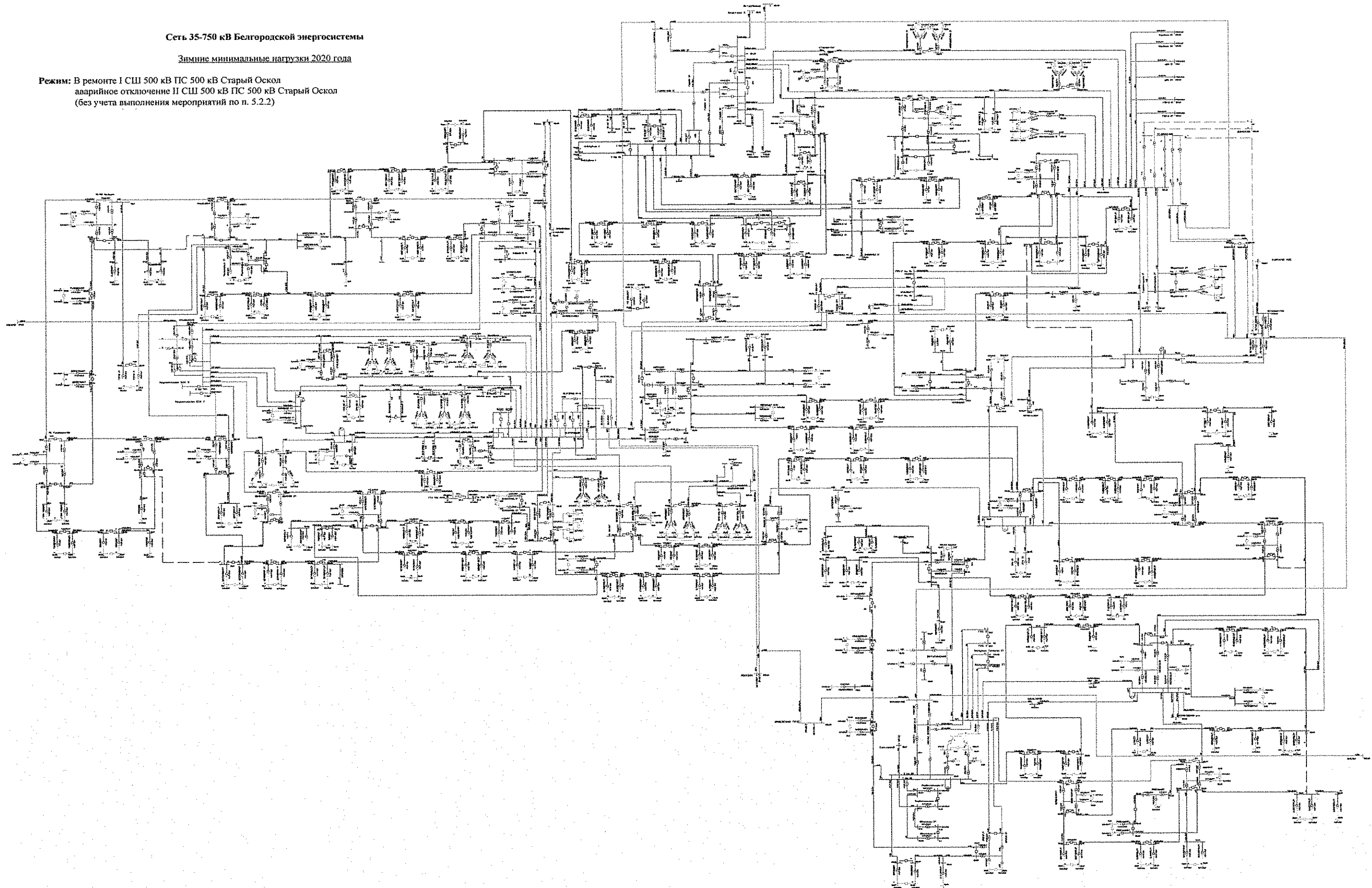
Итого										
№	Изм.	Лист	№	Дата	Стр.					
Содержание						Итого	Лист	№	Дата	Стр.
Содержание						11	11	111		
Содержание						Итого				
Содержание						Итого				

Схема 11

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
 аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
 (без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2)



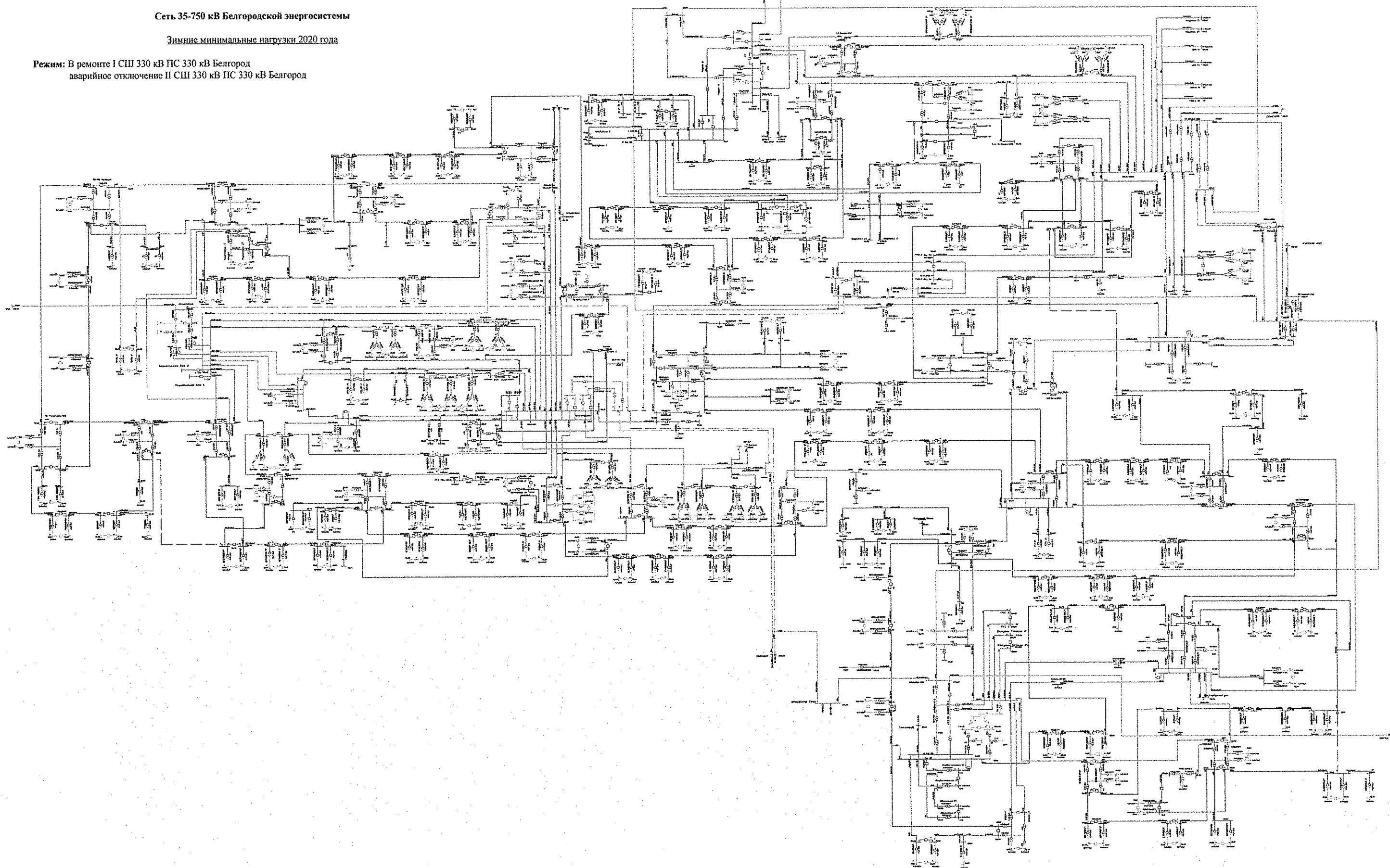
Белгородская энергосистема									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержание	№	Изм.	Дата	Провер.
1					Сред. и максимальные нагрузки	1			
2					Зимние минимальные нагрузки	2	11		11
3					Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол				
4					аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол				
5					(без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2)				

Схема 13

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



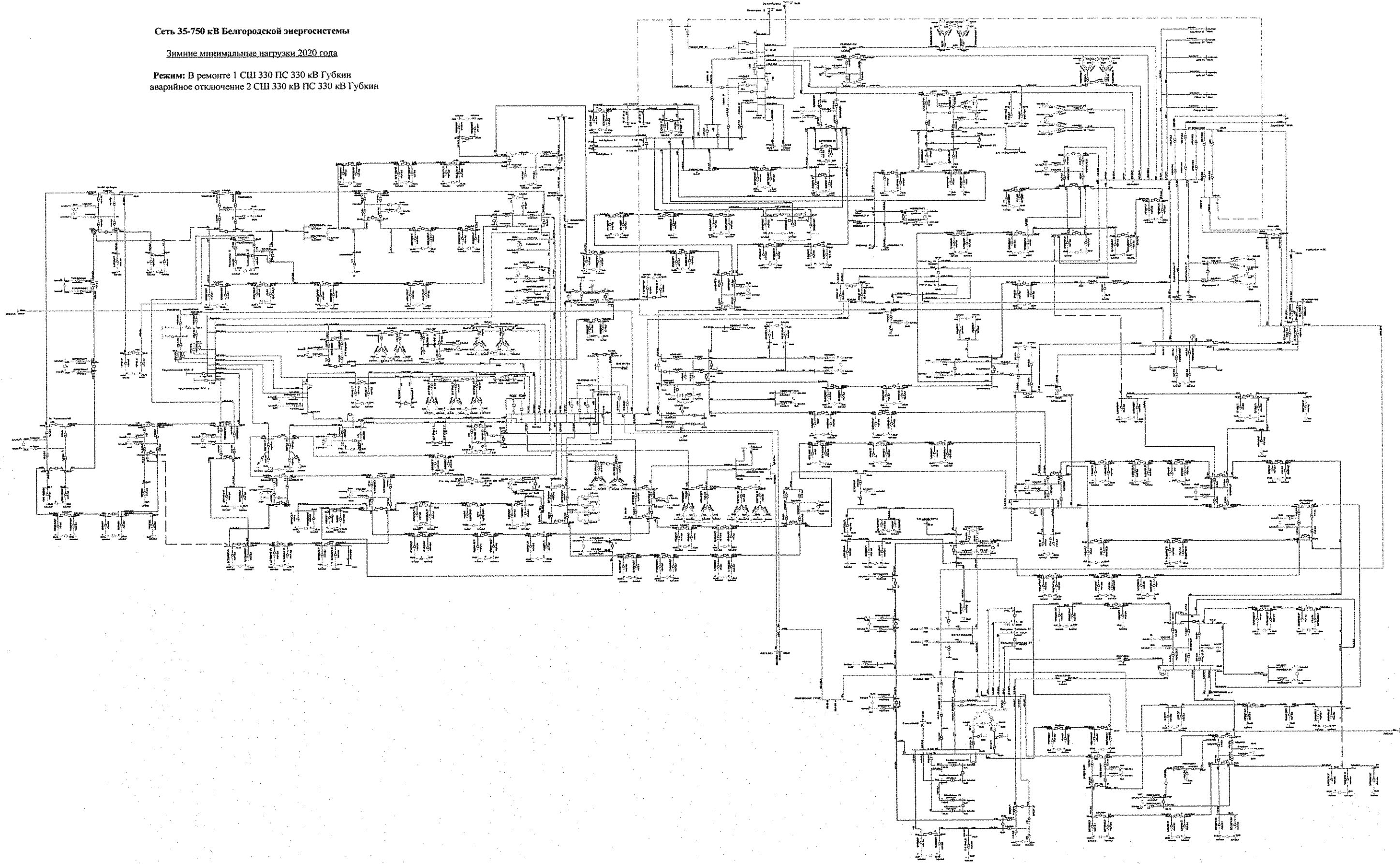
330 кВ ПС - 2020 г. 01.01.2020									
Информация об объекте									
№	Наименование	Сектор	Субъект	Масштаб	Дата	Статус	Содержит	Лист	Итого
1	Схема и перечень объектов электроснабжения						0	1	1
2	Информация об объекте на 01.01.2020 г.						0	1	1
Составлено в соответствии с программой на 1 квартал 2020 г.									

Схема 14

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2020 года

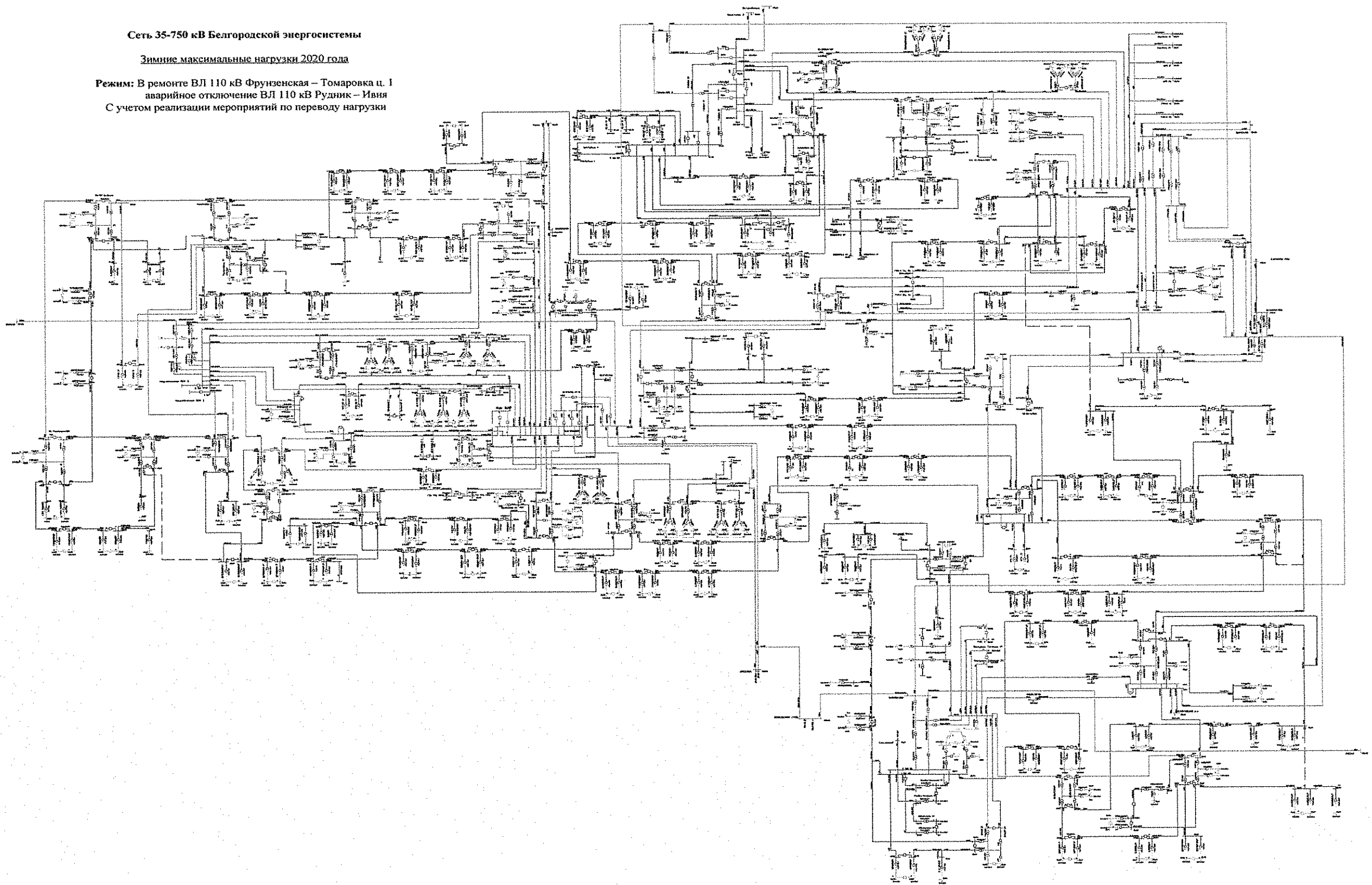
Режим: В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Губкин
аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Губкин



ИЗДАНИЕ 2020-2021 г.г.									
Содержание									
№ п/п	№	Наименование	Стр.	Всего стр.	Листов	Всего листов	№	Наименование	Стр.
1	1	Содержание	1	1	1	1	1	Содержание	1
2	2	Лист 1	2	2	2	2	2	Лист 1	2
3	3	Лист 2	3	3	3	3	3	Лист 2	3
4	4	Лист 3	4	4	4	4	4	Лист 3	4
5	5	Лист 4	5	5	5	5	5	Лист 4	5
6	6	Лист 5	6	6	6	6	6	Лист 5	6
7	7	Лист 6	7	7	7	7	7	Лист 6	7
8	8	Лист 7	8	8	8	8	8	Лист 7	8
9	9	Лист 8	9	9	9	9	9	Лист 8	9
10	10	Лист 9	10	10	10	10	10	Лист 9	10
11	11	Лист 10	11	11	11	11	11	Лист 10	11
12	12	Лист 11	12	12	12	12	12	Лист 11	12
13	13	Лист 12	13	13	13	13	13	Лист 12	13
14	14	Лист 13	14	14	14	14	14	Лист 13	14
15	15	Лист 14	15	15	15	15	15	Лист 14	15
16	16	Лист 15	16	16	16	16	16	Лист 15	16
17	17	Лист 16	17	17	17	17	17	Лист 16	17
18	18	Лист 17	18	18	18	18	18	Лист 17	18
19	19	Лист 18	19	19	19	19	19	Лист 18	19
20	20	Лист 19	20	20	20	20	20	Лист 19	20
21	21	Лист 20	21	21	21	21	21	Лист 20	21
22	22	Лист 21	22	22	22	22	22	Лист 21	22
23	23	Лист 22	23	23	23	23	23	Лист 22	23
24	24	Лист 23	24	24	24	24	24	Лист 23	24
25	25	Лист 24	25	25	25	25	25	Лист 24	25
26	26	Лист 25	26	26	26	26	26	Лист 25	26
27	27	Лист 26	27	27	27	27	27	Лист 26	27
28	28	Лист 27	28	28	28	28	28	Лист 27	28
29	29	Лист 28	29	29	29	29	29	Лист 28	29
30	30	Лист 29	30	30	30	30	30	Лист 29	30
31	31	Лист 30	31	31	31	31	31	Лист 30	31
32	32	Лист 31	32	32	32	32	32	Лист 31	32
33	33	Лист 32	33	33	33	33	33	Лист 32	33
34	34	Лист 33	34	34	34	34	34	Лист 33	34
35	35	Лист 34	35	35	35	35	35	Лист 34	35
36	36	Лист 35	36	36	36	36	36	Лист 35	36
37	37	Лист 36	37	37	37	37	37	Лист 36	37
38	38	Лист 37	38	38	38	38	38	Лист 37	38
39	39	Лист 38	39	39	39	39	39	Лист 38	39
40	40	Лист 39	40	40	40	40	40	Лист 39	40
41	41	Лист 40	41	41	41	41	41	Лист 40	41
42	42	Лист 41	42	42	42	42	42	Лист 41	42
43	43	Лист 42	43	43	43	43	43	Лист 42	43
44	44	Лист 43	44	44	44	44	44	Лист 43	44
45	45	Лист 44	45	45	45	45	45	Лист 44	45
46	46	Лист 45	46	46	46	46	46	Лист 45	46
47	47	Лист 46	47	47	47	47	47	Лист 46	47
48	48	Лист 47	48	48	48	48	48	Лист 47	48
49	49	Лист 48	49	49	49	49	49	Лист 48	49
50	50	Лист 49	50	50	50	50	50	Лист 49	50
51	51	Лист 50	51	51	51	51	51	Лист 50	51
52	52	Лист 51	52	52	52	52	52	Лист 51	52
53	53	Лист 52	53	53	53	53	53	Лист 52	53
54	54	Лист 53	54	54	54	54	54	Лист 53	54
55	55	Лист 54	55	55	55	55	55	Лист 54	55
56	56	Лист 55	56	56	56	56	56	Лист 55	56
57	57	Лист 56	57	57	57	57	57	Лист 56	57
58	58	Лист 57	58	58	58	58	58	Лист 57	58
59	59	Лист 58	59	59	59	59	59	Лист 58	59
60	60	Лист 59	60	60	60	60	60	Лист 59	60
61	61	Лист 60	61	61	61	61	61	Лист 60	61
62	62	Лист 61	62	62	62	62	62	Лист 61	62
63	63	Лист 62	63	63	63	63	63	Лист 62	63
64	64	Лист 63	64	64	64	64	64	Лист 63	64
65	65	Лист 64	65	65	65	65	65	Лист 64	65
66	66	Лист 65	66	66	66	66	66	Лист 65	66
67	67	Лист 66	67	67	67	67	67	Лист 66	67
68	68	Лист 67	68	68	68	68	68	Лист 67	68
69	69	Лист 68	69	69	69	69	69	Лист 68	69
70	70	Лист 69	70	70	70	70	70	Лист 69	70
71	71	Лист 70	71	71	71	71	71	Лист 70	71
72	72	Лист 71	72	72	72	72	72	Лист 71	72
73	73	Лист 72	73	73	73	73	73	Лист 72	73
74	74	Лист 73	74	74	74	74	74	Лист 73	74
75	75	Лист 74	75	75	75	75	75	Лист 74	75
76	76	Лист 75	76	76	76	76	76	Лист 75	76
77	77	Лист 76	77	77	77	77	77	Лист 76	77
78	78	Лист 77	78	78	78	78	78	Лист 77	78
79	79	Лист 78	79	79	79	79	79	Лист 78	79
80	80	Лист 79	80	80	80	80	80	Лист 79	80
81	81	Лист 80	81	81	81	81	81	Лист 80	81
82	82	Лист 81	82	82	82	82	82	Лист 81	82
83	83	Лист 82	83	83	83	83	83	Лист 82	83
84	84	Лист 83	84	84	84	84	84	Лист 83	84
85	85	Лист 84	85	85	85	85	85	Лист 84	85
86	86	Лист 85	86	86	86	86	86	Лист 85	86
87	87	Лист 86	87	87	87	87	87	Лист 86	87
88	88	Лист 87	88	88	88	88	88	Лист 87	88
89	89	Лист 88	89	89	89	89	89	Лист 88	89
90	90	Лист 89	90	90	90	90	90	Лист 89	90
91	91	Лист 90	91	91	91	91	91	Лист 90	91
92	92	Лист 91	92	92	92	92	92	Лист 91	92
93	93	Лист 92	93	93	93	93	93	Лист 92	93
94	94	Лист 93	94	94	94	94	94	Лист 93	94
95	95	Лист 94	95	95	95	95	95	Лист 94	95
96	96	Лист 95	96	96	96	96	96	Лист 95	96
97	97	Лист 96	97	97	97	97	97	Лист 96	97
98	98	Лист 97	98	98	98	98	98	Лист 97	98
99	99	Лист 98	99	99	99	99	99	Лист 98	99
100	100	Лист 99	100	100	100	100	100	Лист 99	100

Схема 16

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
 Зимние максимальные нагрузки 2020 года
 Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. I
 аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
 С учетом реализации мероприятий по переводу нагрузки



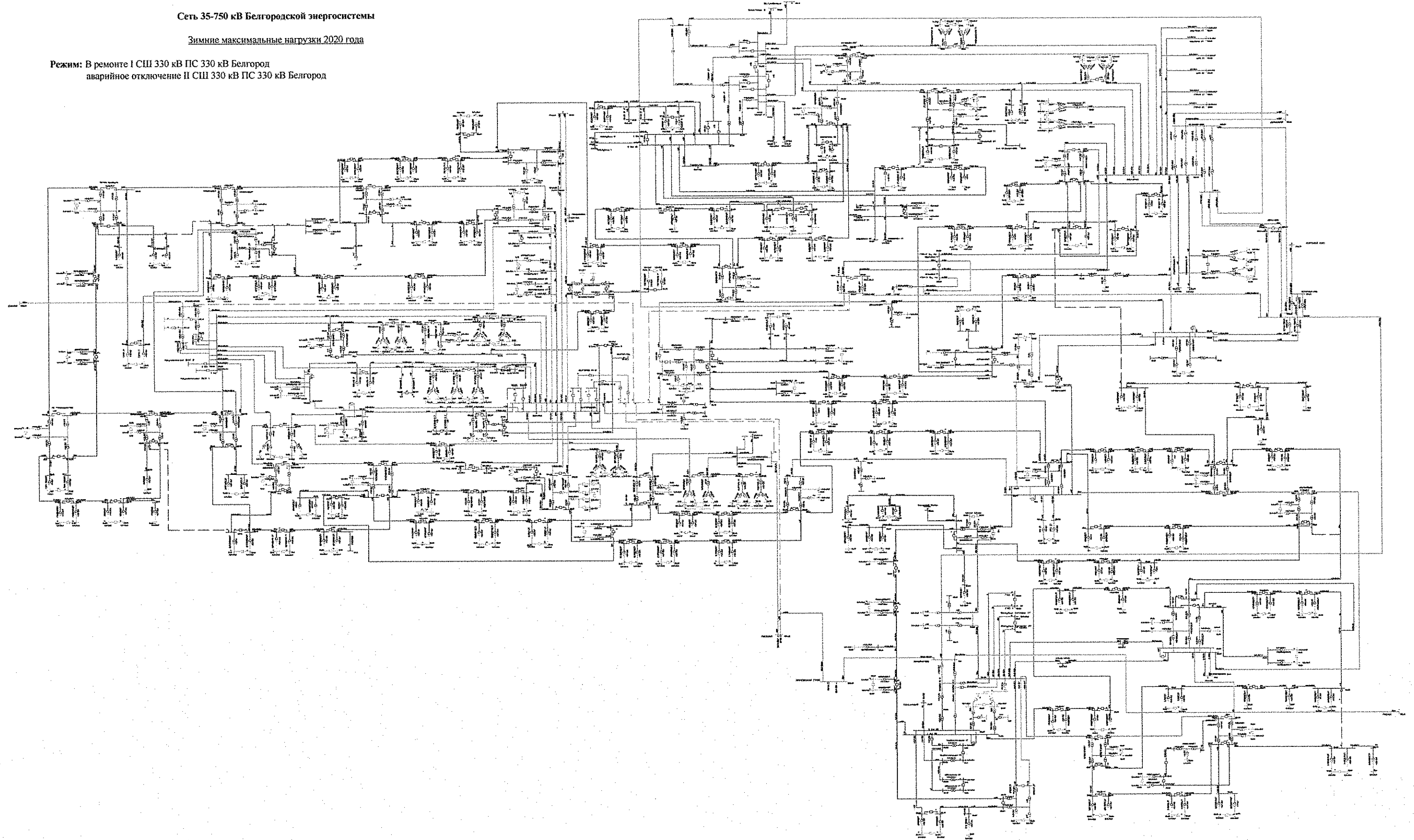
3504-001/2020-00-01/01									
Эксплуатационная									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
Содержит данные о состоянии оборудования энергосистемы Белгородской области на 2020-2021 годы							Страна	Лист	Архив
Предназначен для использования в качестве базы данных для формирования отчетов по состоянию оборудования энергосистемы							20	18	117

Схема 19

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



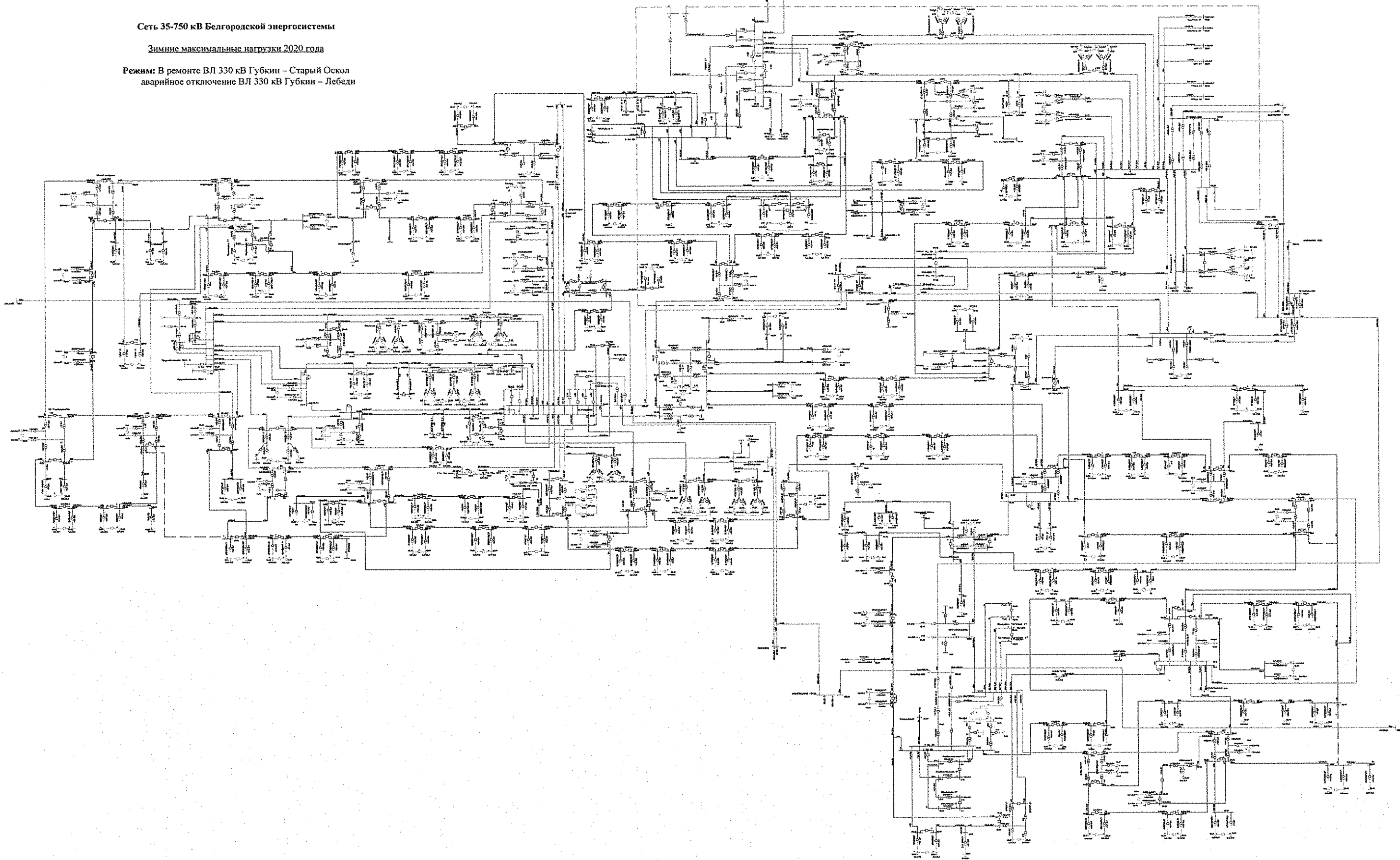
ИЭС ОРГ. 2020.03.01.019									
Белгородская область									
№	Сл.	Изм.	М.	Листов	Всего	Схема и перечень устройств электроснабжения Белгородской области на 2020-2021 годы			
№	Сл.	Изм.	М.	Листов	Всего	Схема	Пер.	Листы	Всего
						19	18	111	
Листы, утвержденные на заседании Экспертного совета						Листы, утвержденные на заседании Экспертного совета			
Дата утверждения: 2020.03.01						Дата утверждения: 2020.03.01			

Схема 20

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2020 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

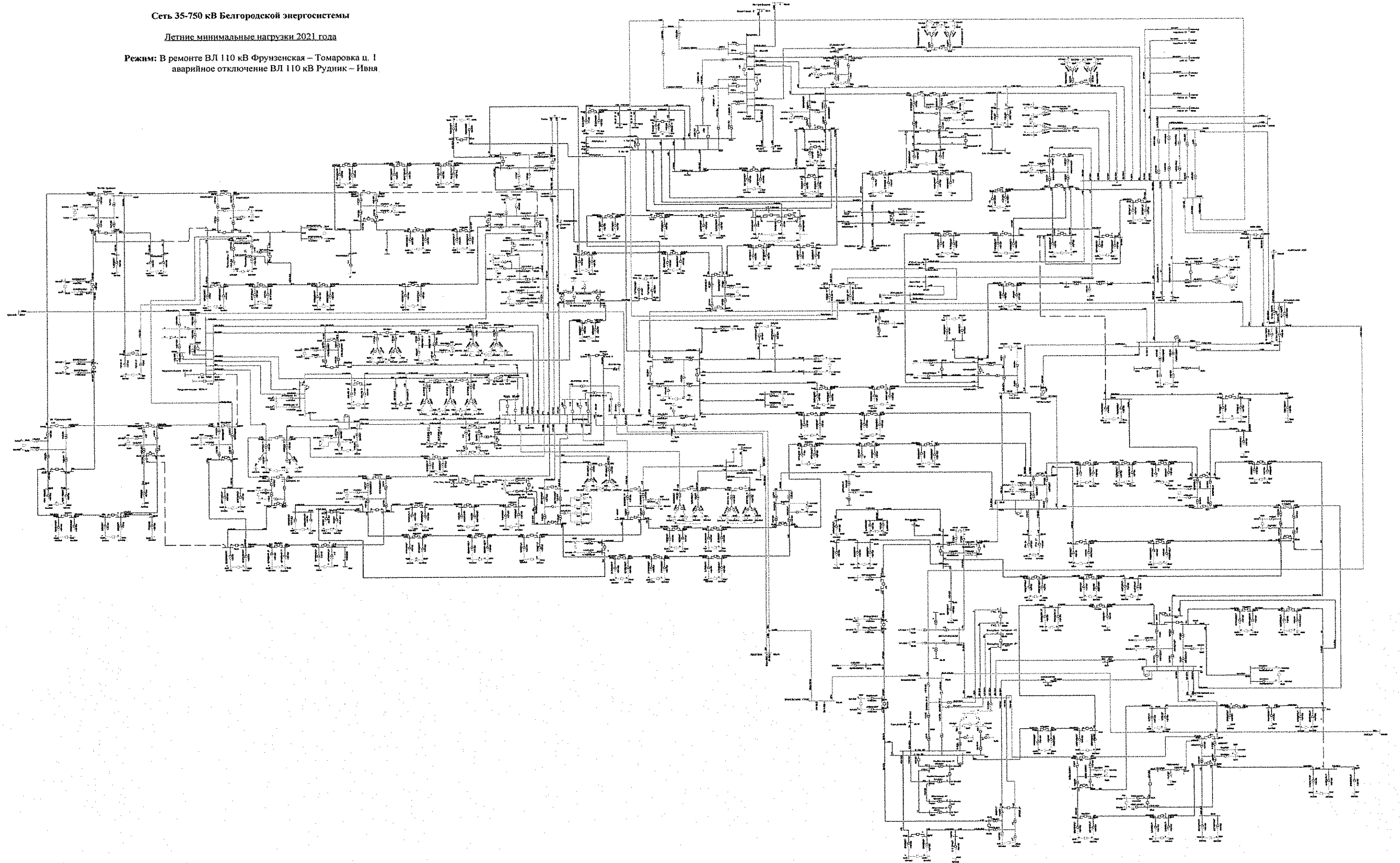


Информация									
№	Вид	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Схема 21

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка п. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

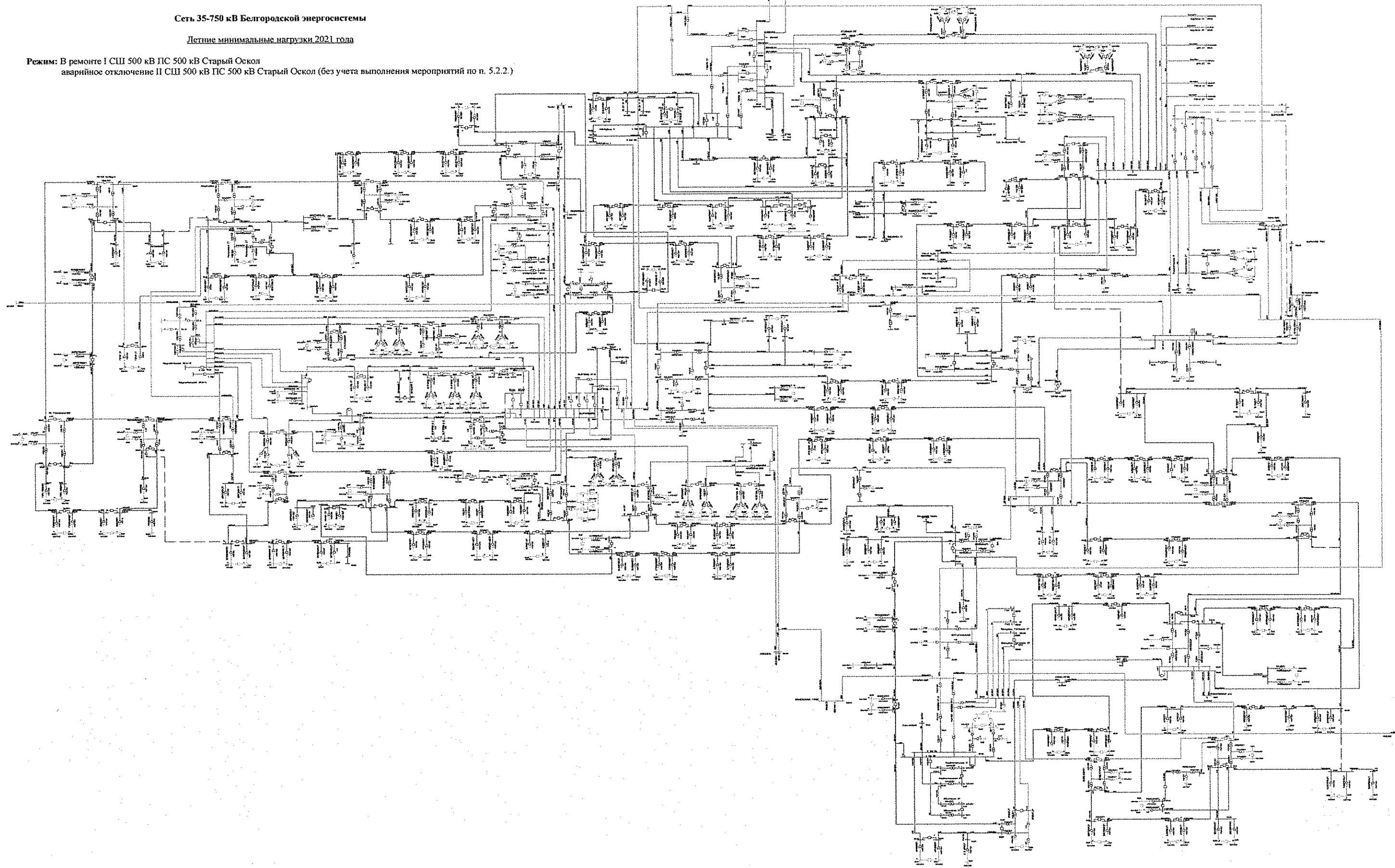
Информация о документе									
№	Изм.	Дата	Исх.	Исполн.	Провер.	Соглас.	Содерж.	Лист	Всего
1							Схема 21	1	1
Исполнитель: [Имя]							Проверен: [Имя]		
Согласован: [Имя]							Дата: [Дата]		

Схема 22

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



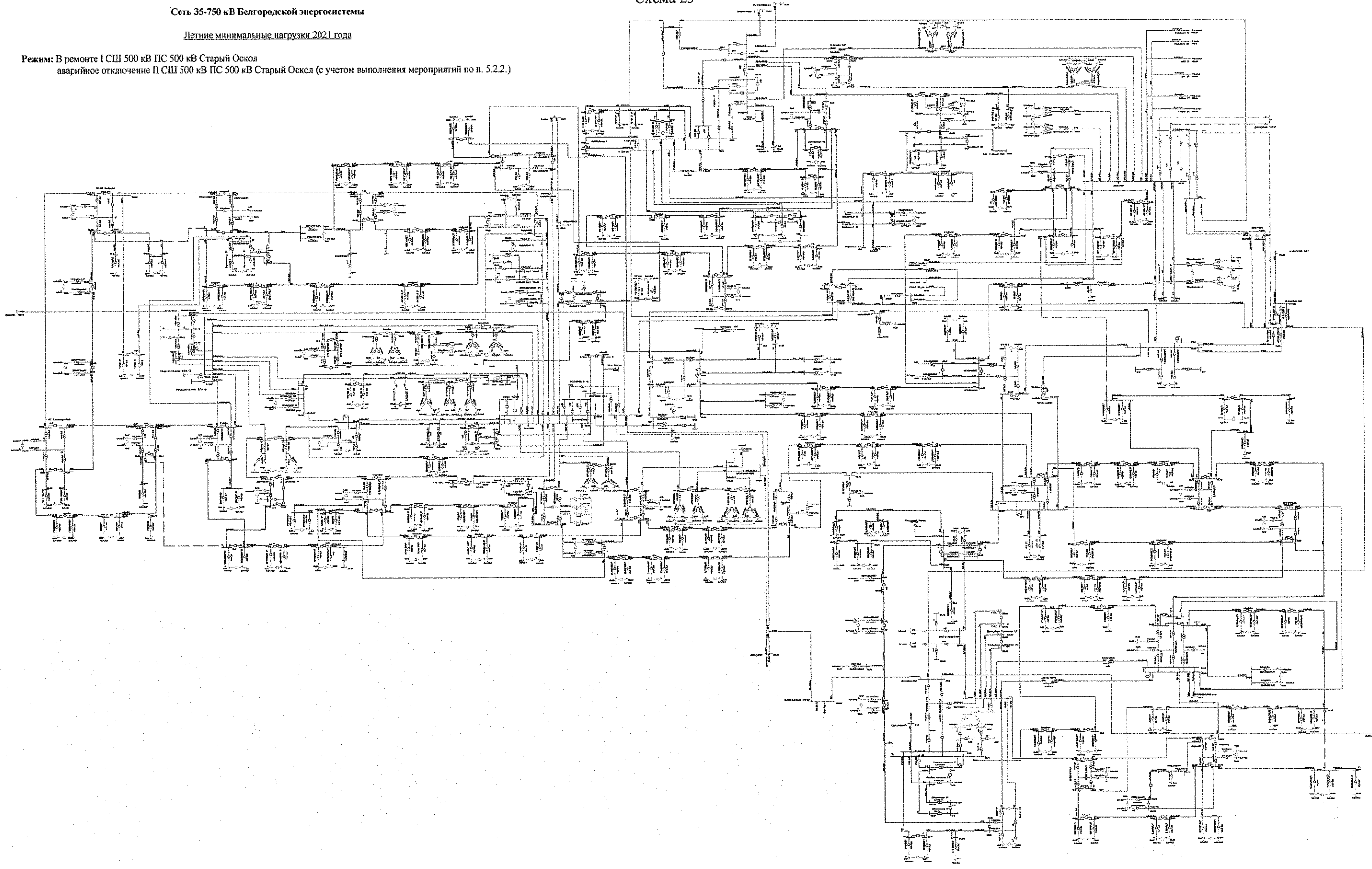
ЭЛН СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол									
Схема 22									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержание	Лист	Из всего	Стр.	Всего
1					Схема 22	1	1	1	1
2					Схема 22	1	1	1	1
3					Схема 22	1	1	1	1
4					Схема 22	1	1	1	1
5					Схема 22	1	1	1	1
6					Схема 22	1	1	1	1
7					Схема 22	1	1	1	1
8					Схема 22	1	1	1	1
9					Схема 22	1	1	1	1
10					Схема 22	1	1	1	1

Схема 23

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



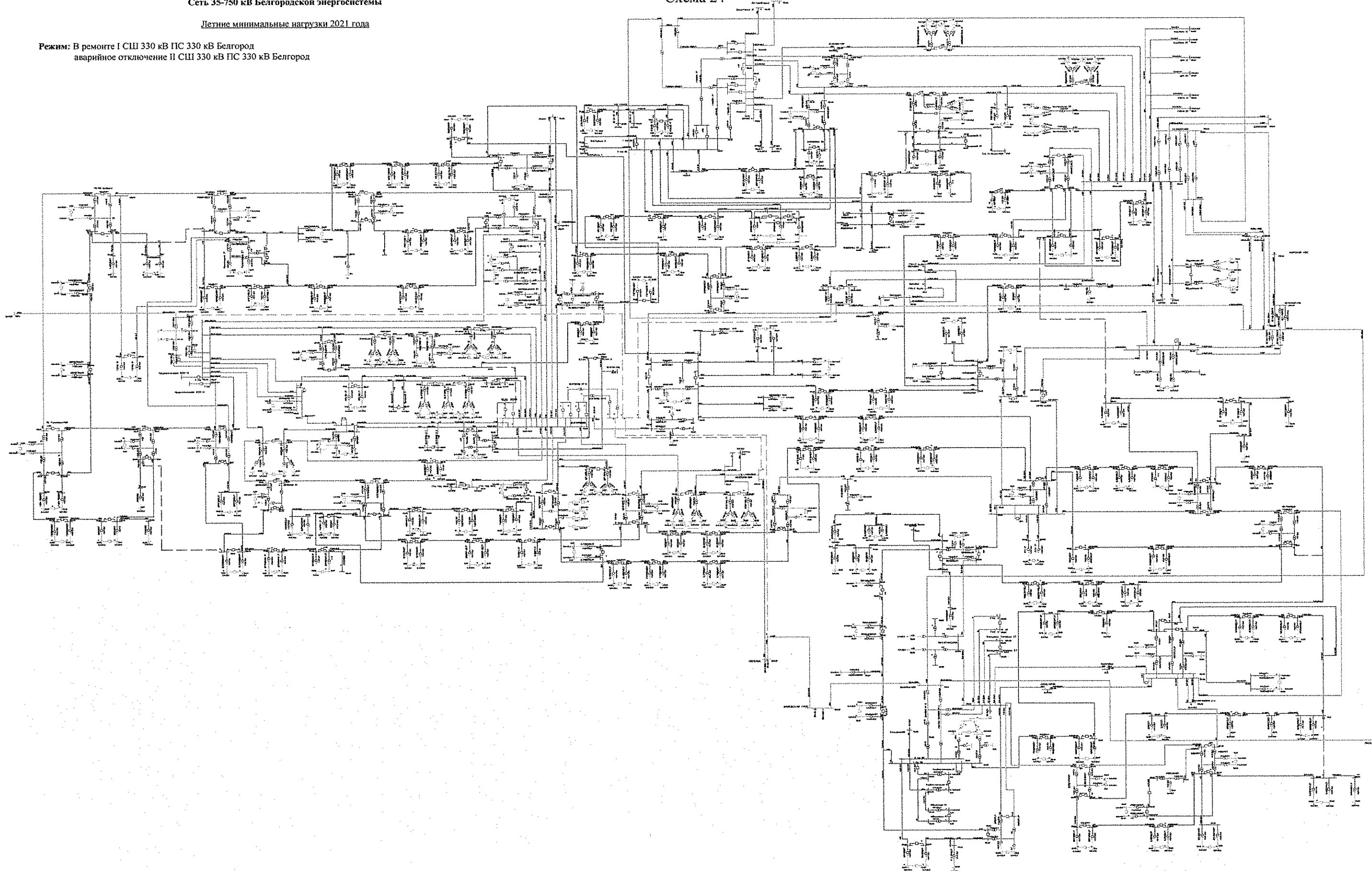
Белгородская область									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
Сеть и режимы работы электросистемы Белгородской области на 2021/2022 год									
Летние минимальные нагрузки 2021 года									
Информация об объектах									
№	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 24

Летние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



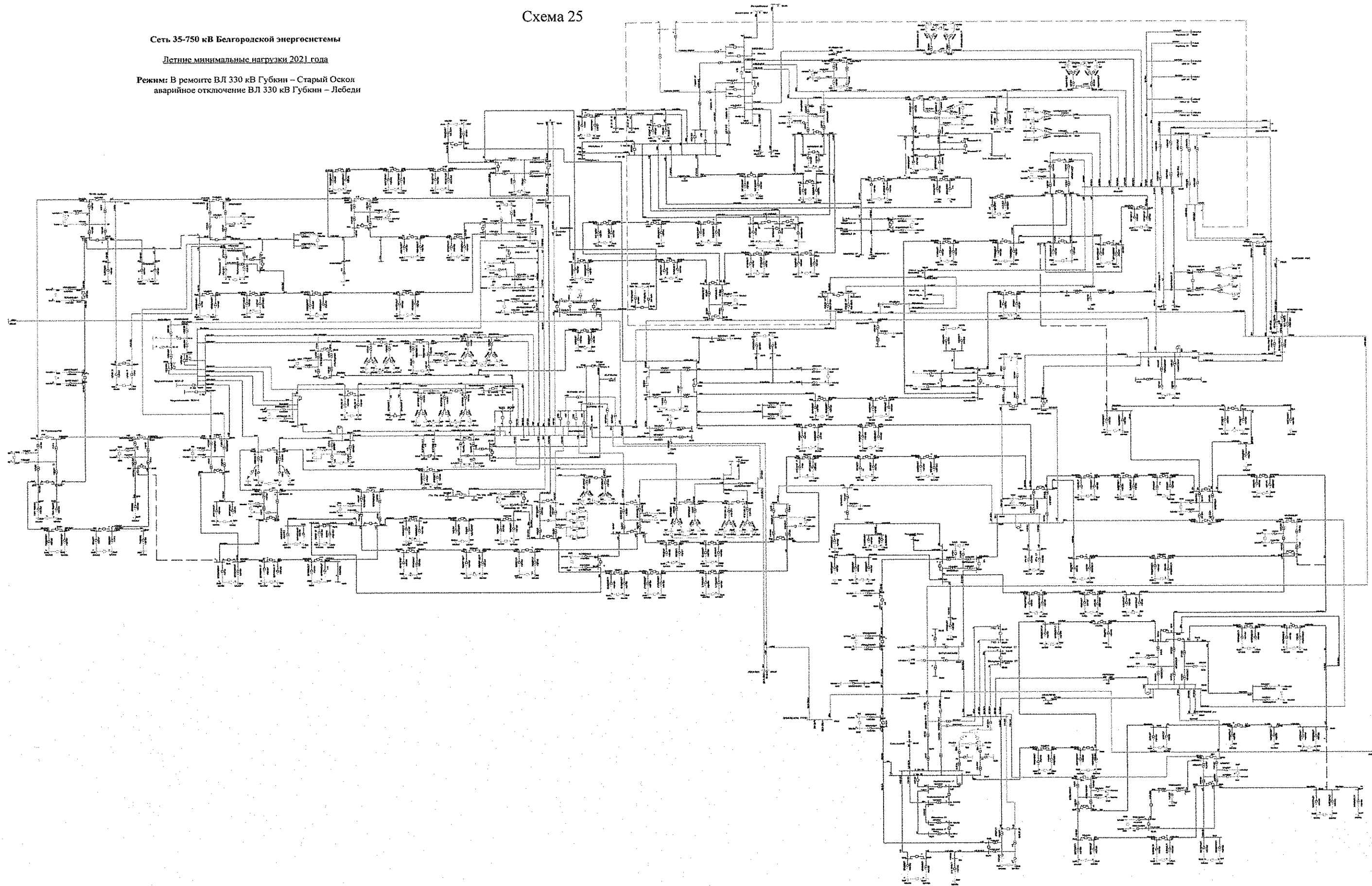
35-750 кВ Белгородской энергосистемы									
Схема 24									
№	Изм.	Изд.	М.	Исполн.	Провер.	Дата	Лист	Всего	Стр.
1		1					24	24	111
Содержит изменения, внесенные в 2021 году							Лист 24 из 111		
Информация об исполнителе работ							Лист 24 из 111		

Схема 25

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



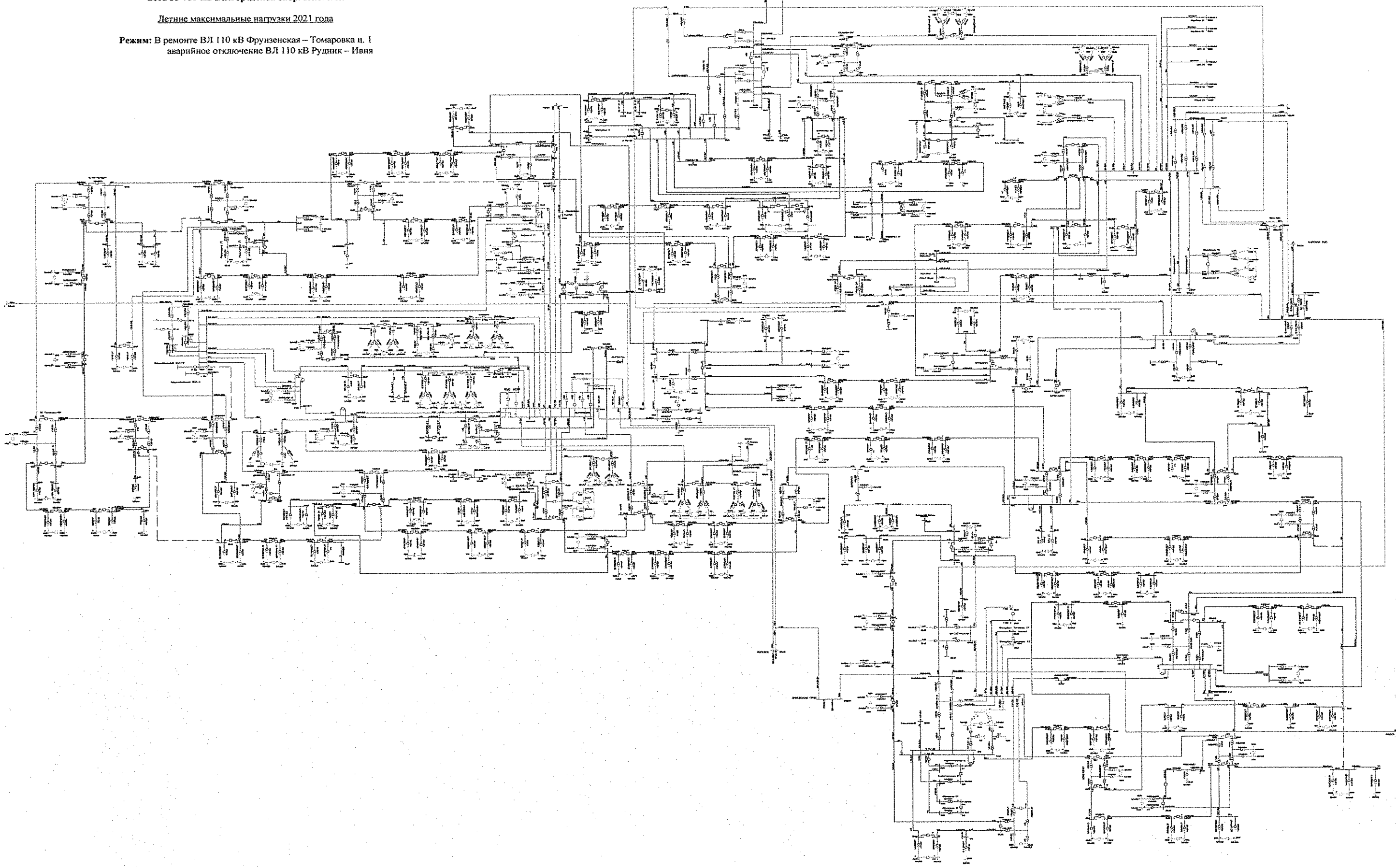
ИЗМЕНЕНИЯ									
№	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Схема 26

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка п. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



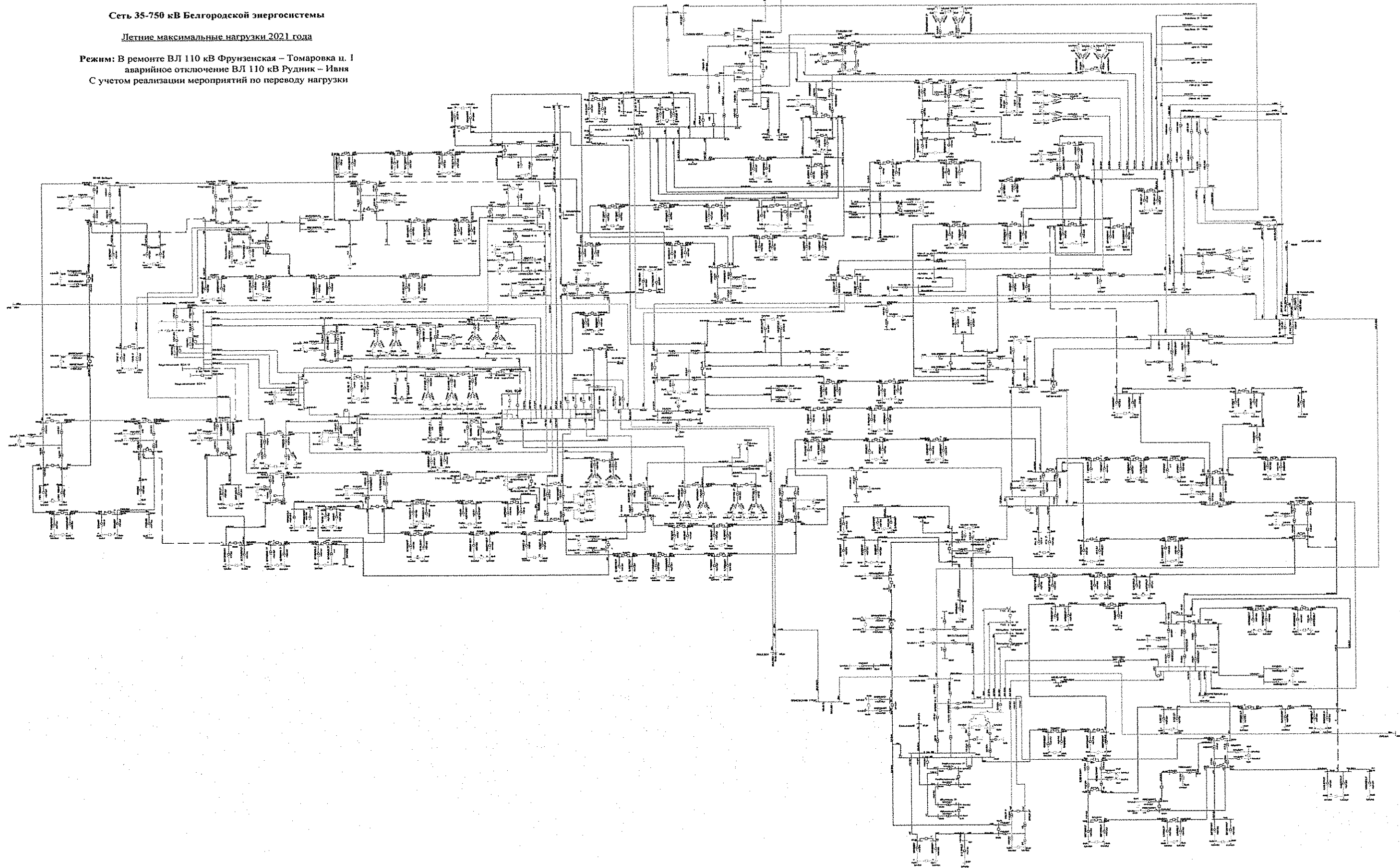
Белгородская энергосистема									
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы									
Летние максимальные нагрузки 2021 года									
Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка п. 1 аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня									
№	Имя	Статус	Тип	Категория	Создан	Изменен	Удален	Комментарий	Пользователь
1	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка п. 1	В ремонте	Линия	110	01.08.2021	01.08.2021			Администратор
2	ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Аварийное отключение	Линия	110	01.08.2021	01.08.2021			Администратор

Схема 27

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. I
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом реализации мероприятий по переводу нагрузки



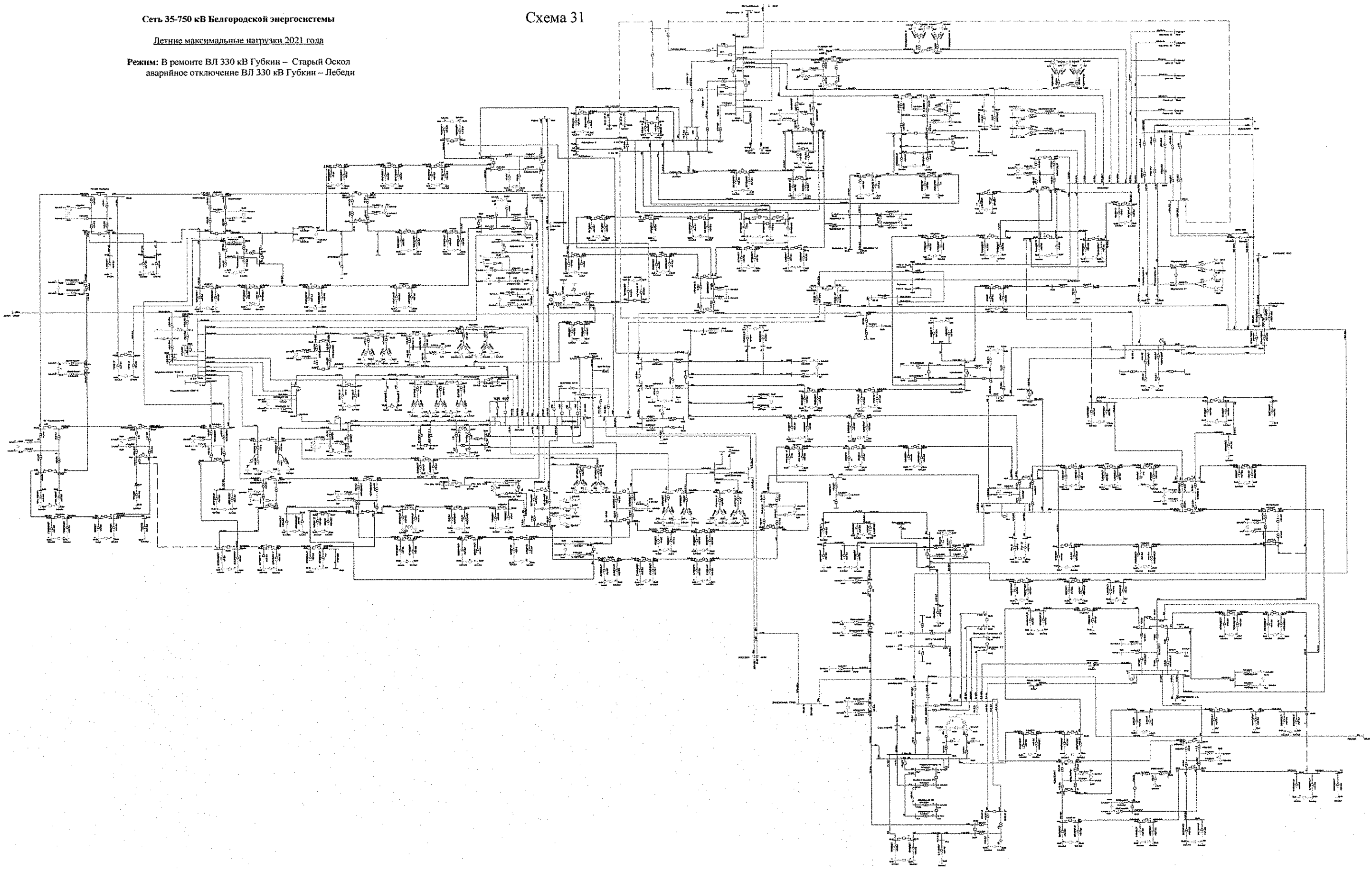
Итого		в том числе	
№	наименование	№	наименование
1	Средств	1	Средств
2	Материалов	2	Материалов
3	Услуг	3	Услуг
4	Прочих	4	Прочих
5	Итого	5	Итого

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 31

Летние максимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



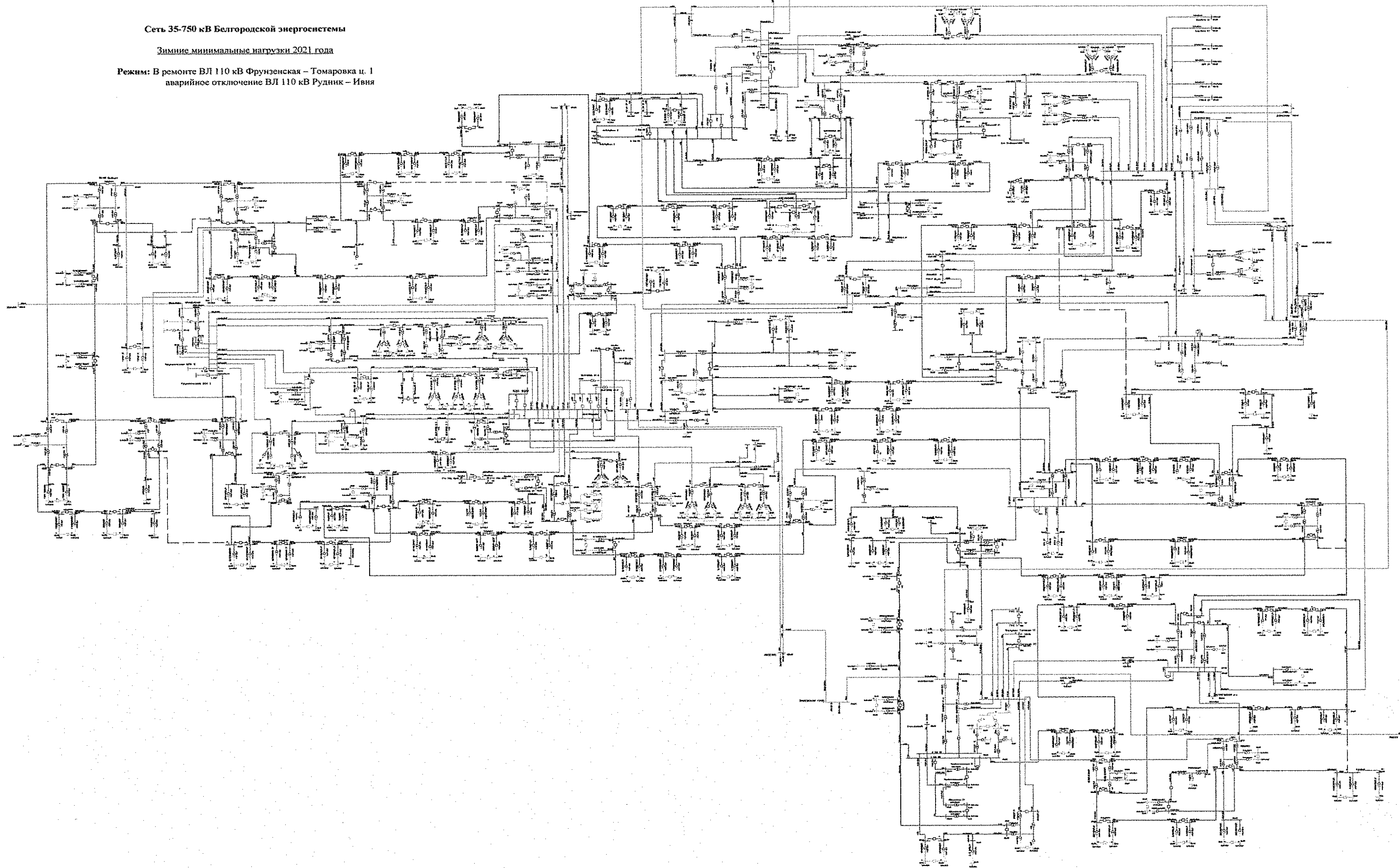
Дата		Лист		Колонка		Страница	
2021	08	01	01	01	01	01	01
Содержание				Листов			
Итого				111			

Схема 32

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



ИЗМЕНЕНИЯ									
История изменений									
№	Дат.	Изм.	№	Исполн.	Провер.	Содерж.	Дат.	Изм.	№
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									

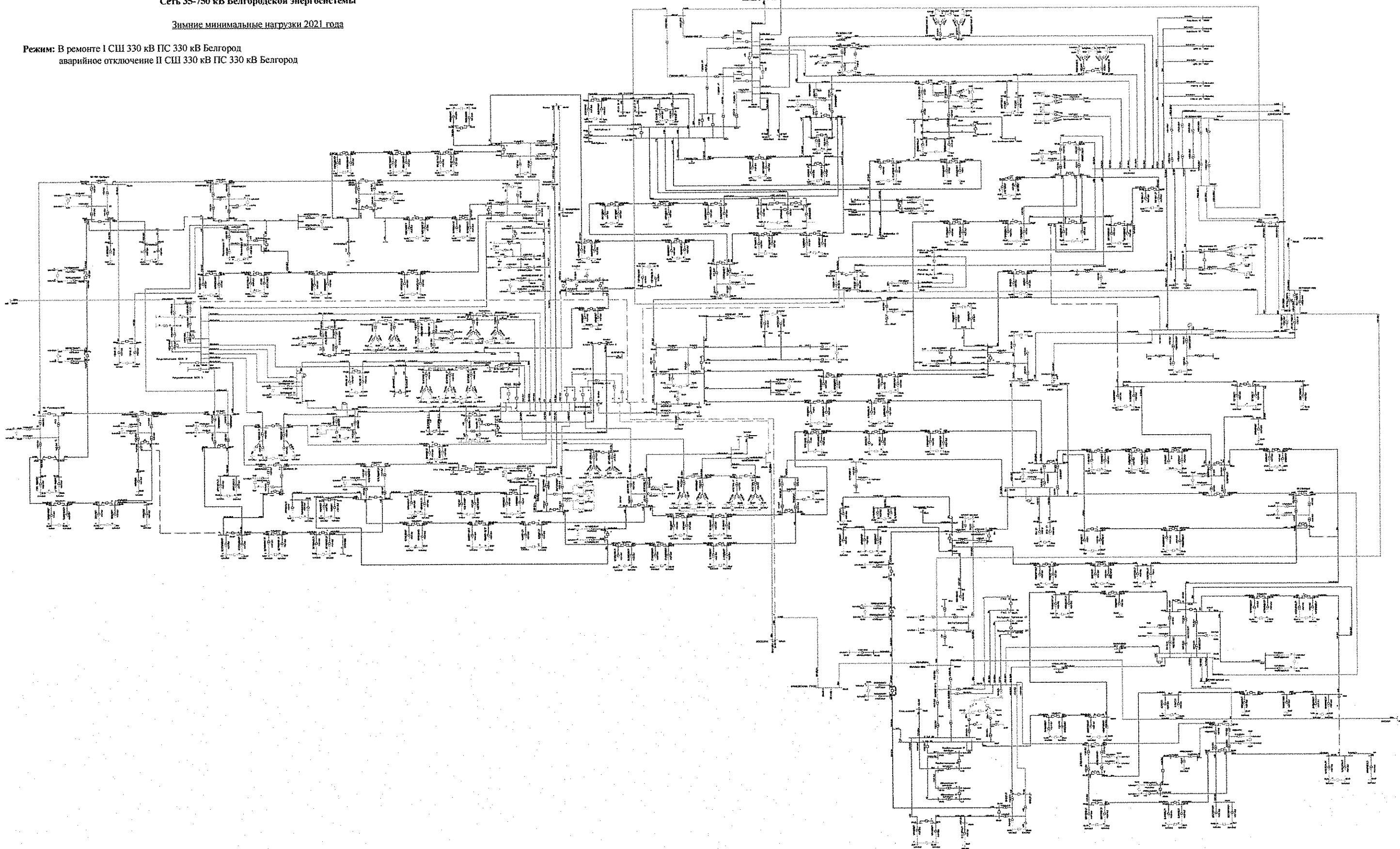
Итого			
№	Дат.	Изм.	№
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

Схема 35

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



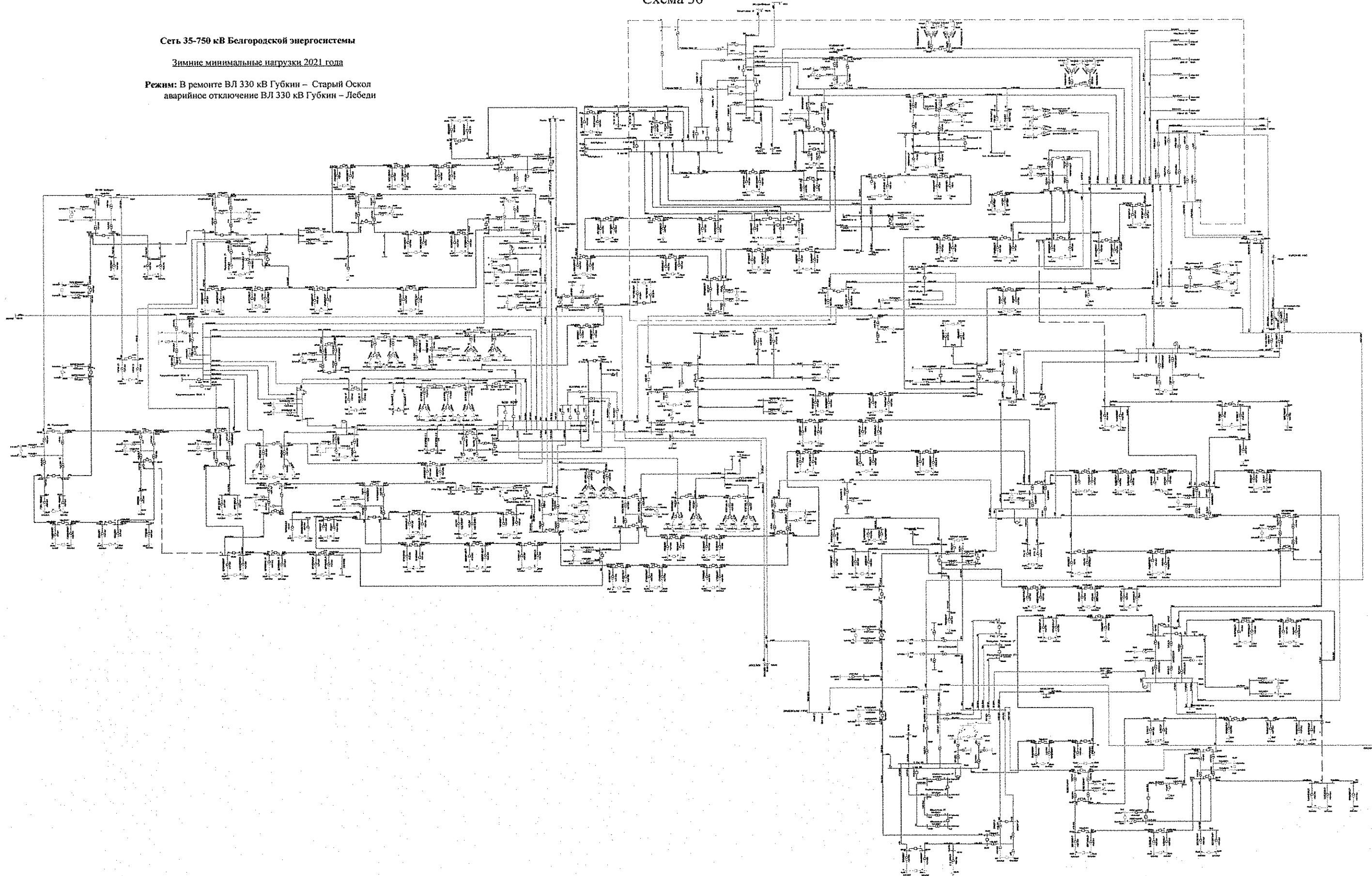
310-СШ-2021-02-2014									
Безопасность									
№ п/п	№	Дата	ИП	Инициалы	Подпись	Число	Лист	Листов	Итого
1	1	2021	И.И.	И.И.		21	20	111	
Содержит информацию о состоянии оборудования									
Содержит информацию о состоянии оборудования									
Содержит информацию о состоянии оборудования									

Схема 36

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



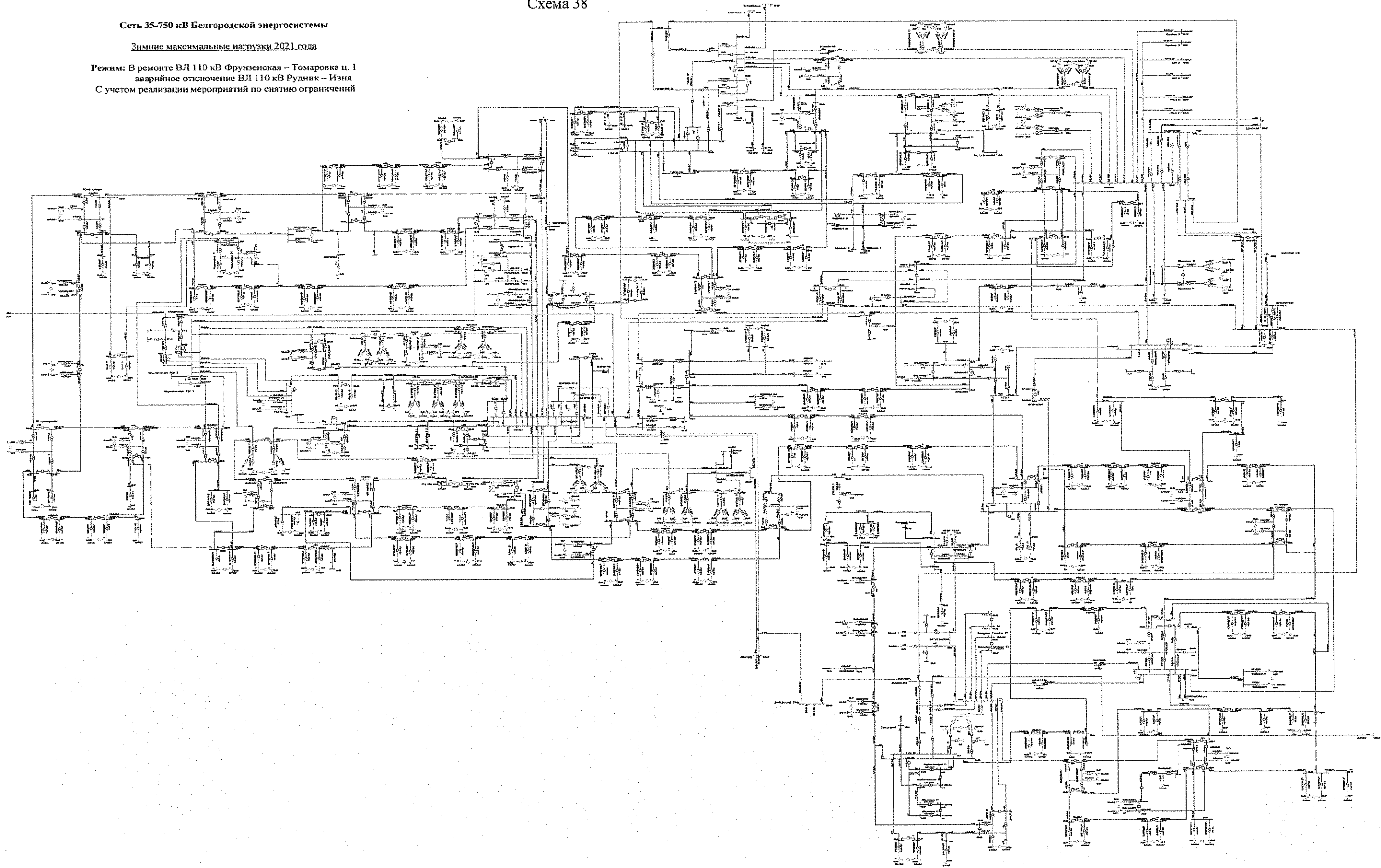
350-кВ СП 2021.01.01									
Схема 36									
№	Наименование	М	Длина	Вид	Сечение	№	№	№	№
1	ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
2	ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
3	ВЛ 330 кВ Старый Оскол - Лебеди	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
4	ВЛ 330 кВ Лебеди - Старый Оскол	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
5	ВЛ 330 кВ Лебеди - Губкин	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
6	ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
7	ВЛ 330 кВ Старый Оскол - Лебеди	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
8	ВЛ 330 кВ Лебеди - Старый Оскол	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
9	ВЛ 330 кВ Лебеди - Губкин	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1
10	ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди	1	100	ЛЭП	300/35	1	1	1	1

Схема 38

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2021 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка п. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом реализации мероприятий по снятию ограничений



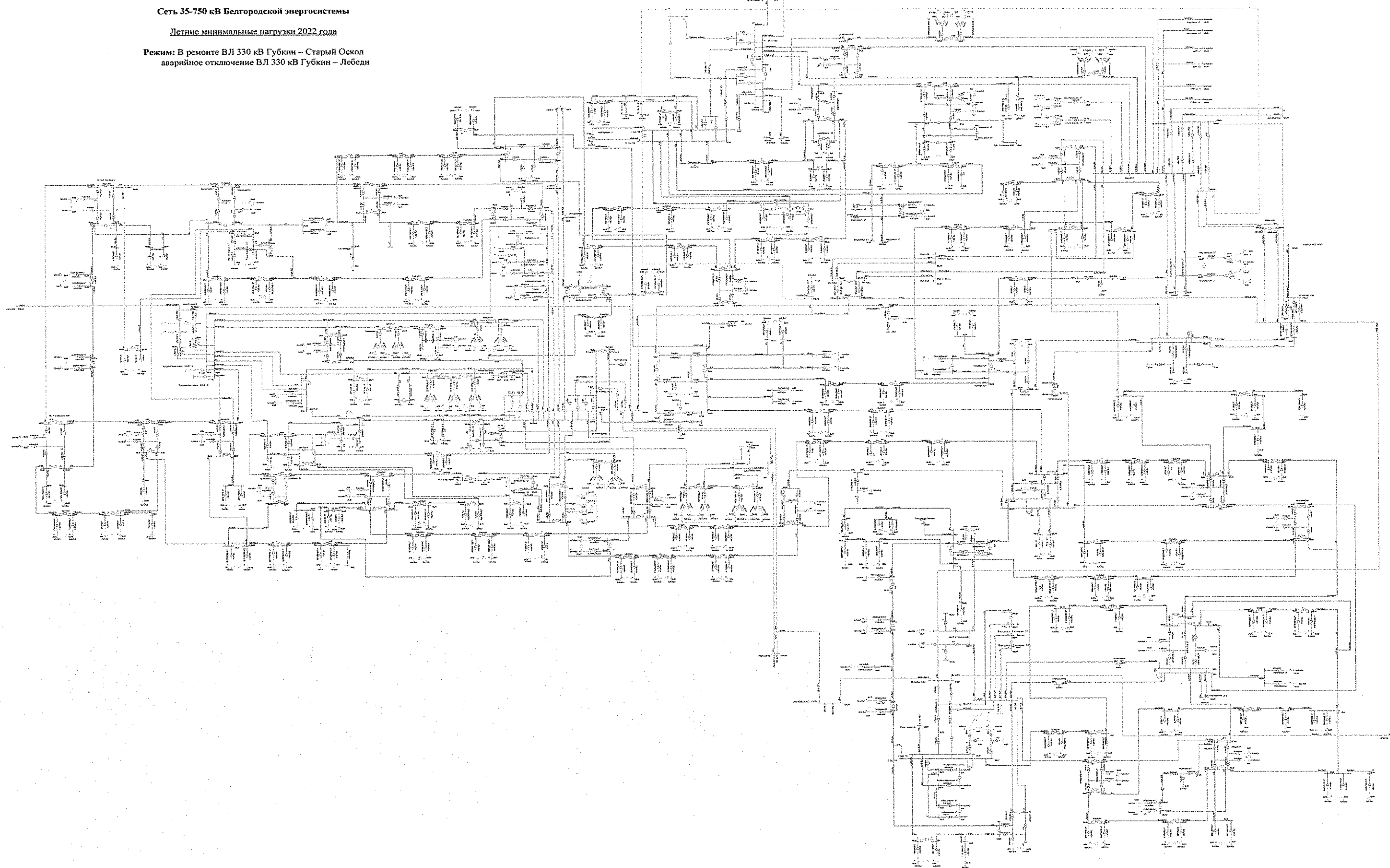
ИДЕНТИФИКАЦИОННАЯ ТАБЛИЦА									
Имя файла									
№	Имя	№	Имя	№	Имя	№	Имя	№	Имя
1	Имя	2	Имя	3	Имя	4	Имя	5	Имя
6	Имя	7	Имя	8	Имя	9	Имя	10	Имя

Схема 47

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



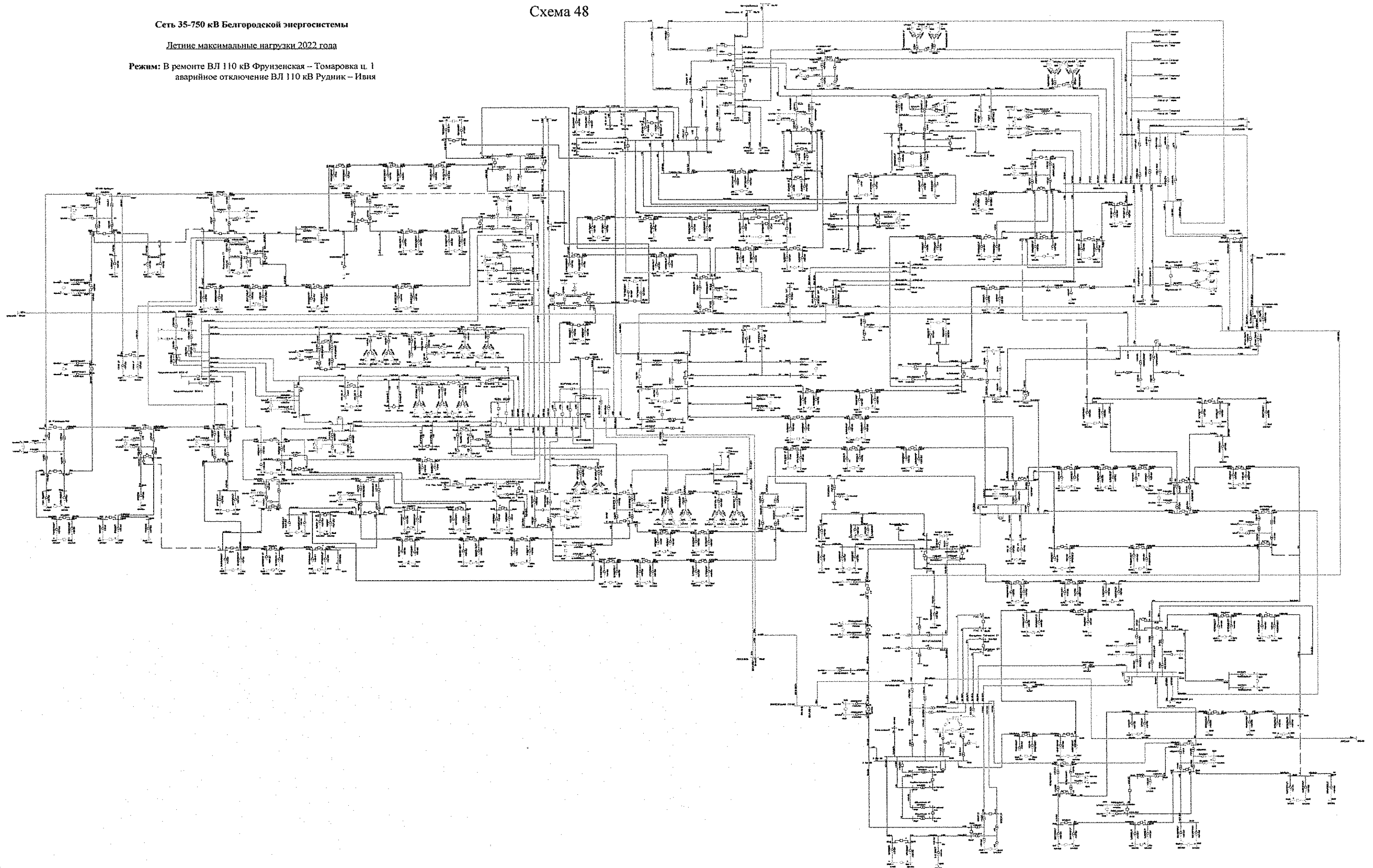
ИЗМЕНЕНИЯ									
История изменений									
№	Дат.	№	Исполн.	Провер.	Содержание	Стор.	Лист	Итого	Прим.
1							11	11	
2							11	11	
3							11	11	
4							11	11	
5							11	11	
6							11	11	
7							11	11	
8							11	11	
9							11	11	
10							11	11	
11							11	11	
12							11	11	
13							11	11	
14							11	11	
15							11	11	
16							11	11	
17							11	11	
18							11	11	
19							11	11	
20							11	11	
21							11	11	
22							11	11	
23							11	11	
24							11	11	
25							11	11	
26							11	11	
27							11	11	
28							11	11	
29							11	11	
30							11	11	
31							11	11	
32							11	11	
33							11	11	
34							11	11	
35							11	11	
36							11	11	
37							11	11	
38							11	11	
39							11	11	
40							11	11	
41							11	11	
42							11	11	
43							11	11	
44							11	11	
45							11	11	
46							11	11	
47							11	11	
48							11	11	
49							11	11	
50							11	11	
51							11	11	
52							11	11	
53							11	11	
54							11	11	
55							11	11	
56							11	11	
57							11	11	
58							11	11	
59							11	11	
60							11	11	
61							11	11	
62							11	11	
63							11	11	
64							11	11	
65							11	11	
66							11	11	
67							11	11	
68							11	11	
69							11	11	
70							11	11	
71							11	11	
72							11	11	
73							11	11	
74							11	11	
75							11	11	
76							11	11	
77							11	11	
78							11	11	
79							11	11	
80							11	11	
81							11	11	
82							11	11	
83							11	11	
84							11	11	
85							11	11	
86							11	11	
87							11	11	
88							11	11	
89							11	11	
90							11	11	
91							11	11	
92							11	11	
93							11	11	
94							11	11	
95							11	11	
96							11	11	
97							11	11	
98							11	11	
99							11	11	
100							11	11	

Схема 48

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



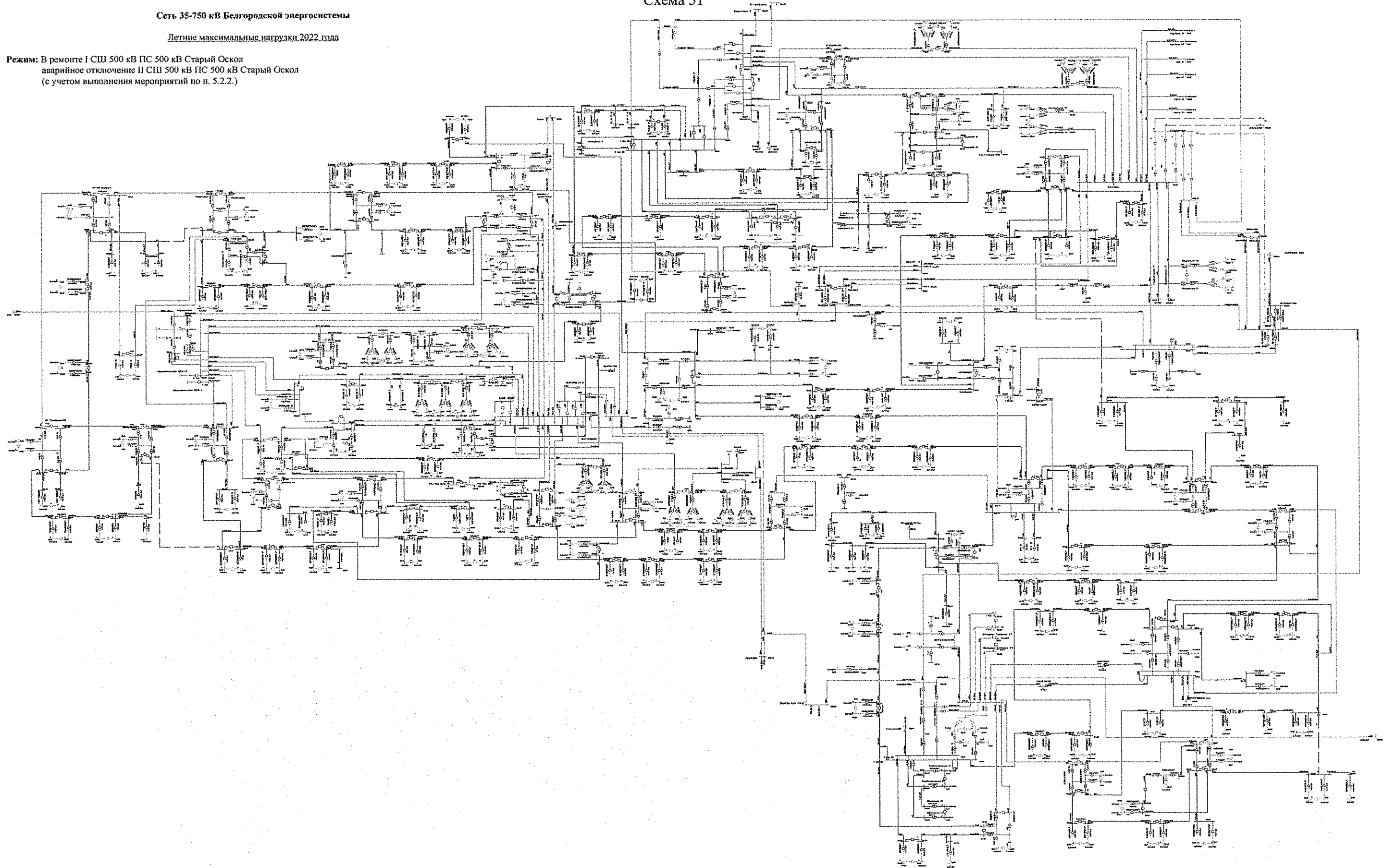
Лист 1 из 1									
Схема 48									
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы									
Летние максимальные нагрузки 2022 года									
Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1 аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня									
№	Изм.	Исполн.	Провер.	Дата	Лист	Из	Всего	Стр.	Всего
1					1	1	1	1	1

Схема 51

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



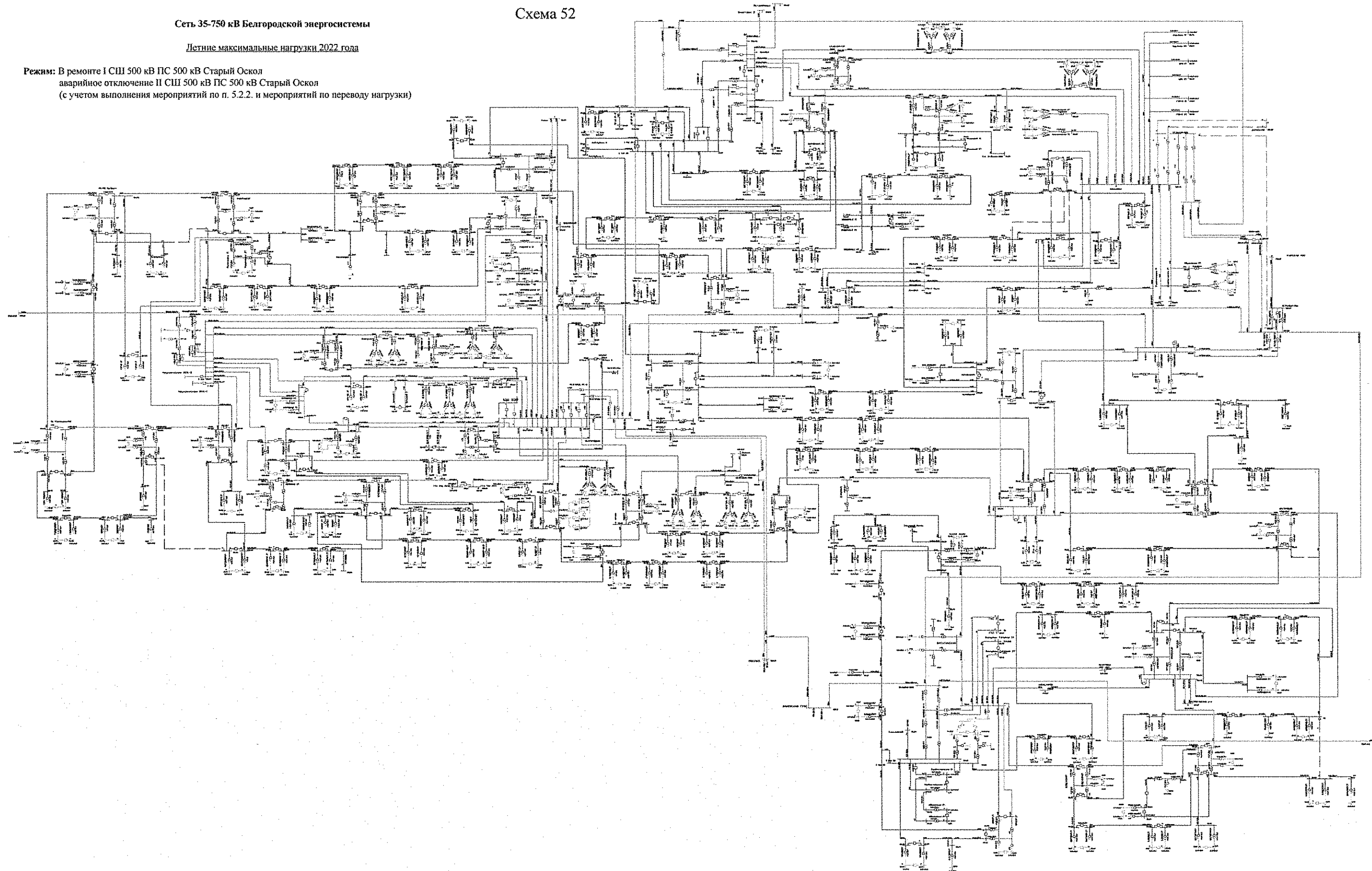
ИДЕНТИФИКАЦИОННАЯ ТАБЛИЦА									
Объект					Лист				
№	Имя	ИД	ИД	ИД	№	Имя	ИД	ИД	ИД
1	Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы				1	Схема 51			
2	Летние максимальные нагрузки 2022 года				2				
3	Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол				3				
4	аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол				4				
5	(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)				5				

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 52

Летние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
 аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
 (с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2. и мероприятий по переводу нагрузки)



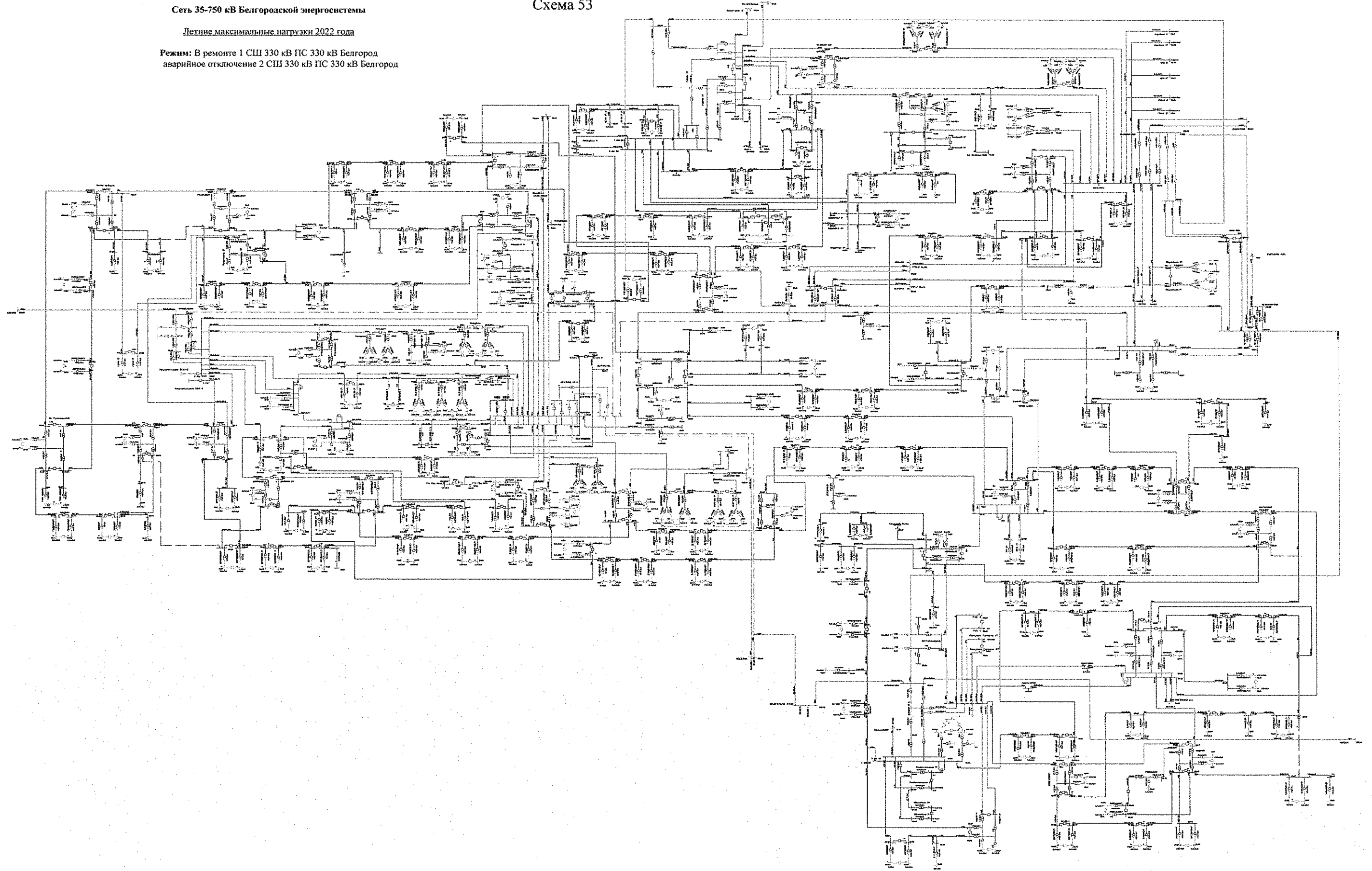
2022-06-01 12:00									
Аварийный режим									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
Схема в аварийном режиме (аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол)									
Масштаб: 1:100000									
Лист 111 из 111									

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 53

Летние максимальные нагрузки 2022 года

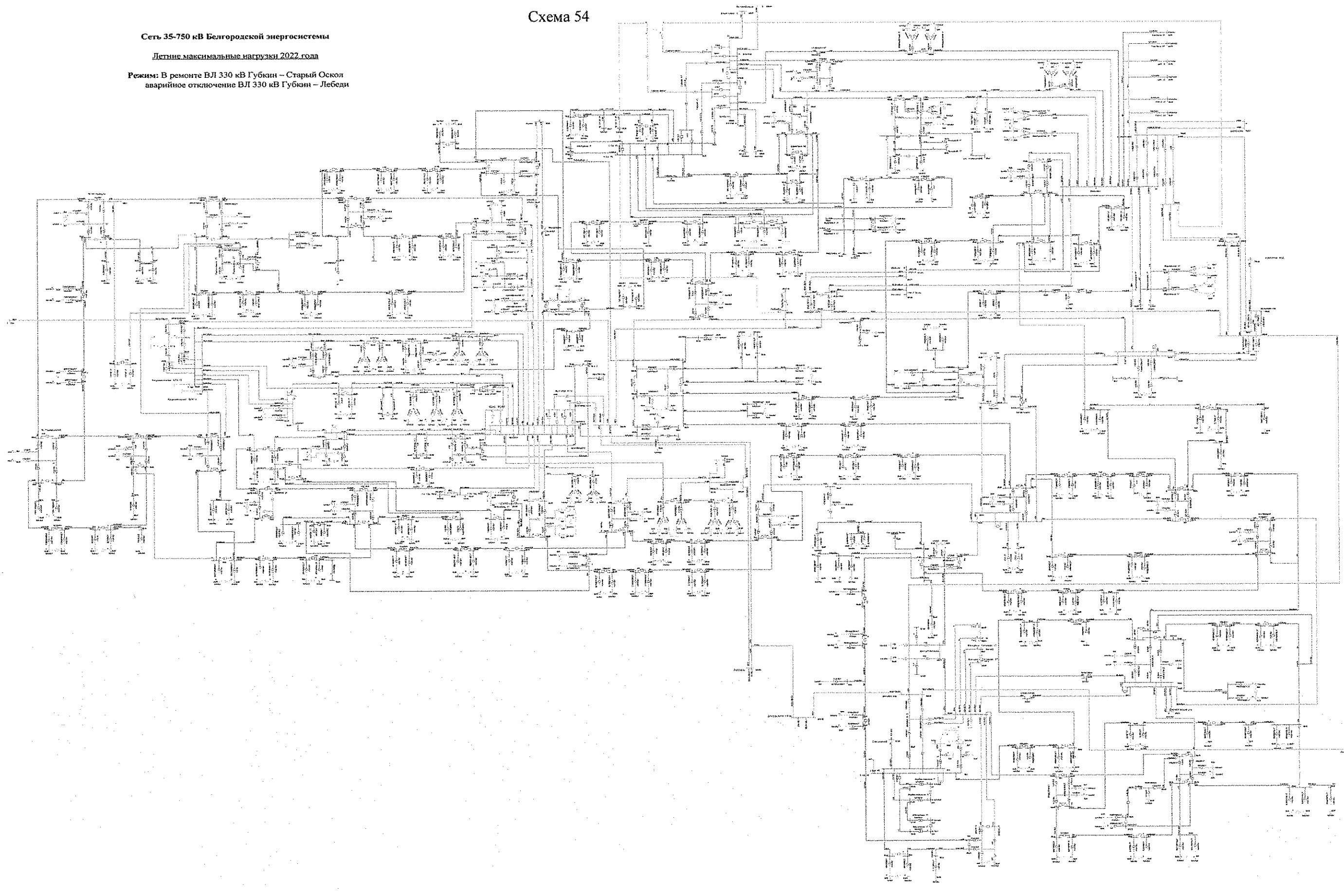
Режим: В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



Итого									
№	Имя	Фамилия	И.О.	Подпись	Дата	№	Имя	Фамилия	И.О.
1						1			
2						2			
3						3			
4						4			
5						5			
6						6			
7						7			
8						8			
9						9			
10						10			

Схема 54

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губини – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губини – Лебеди



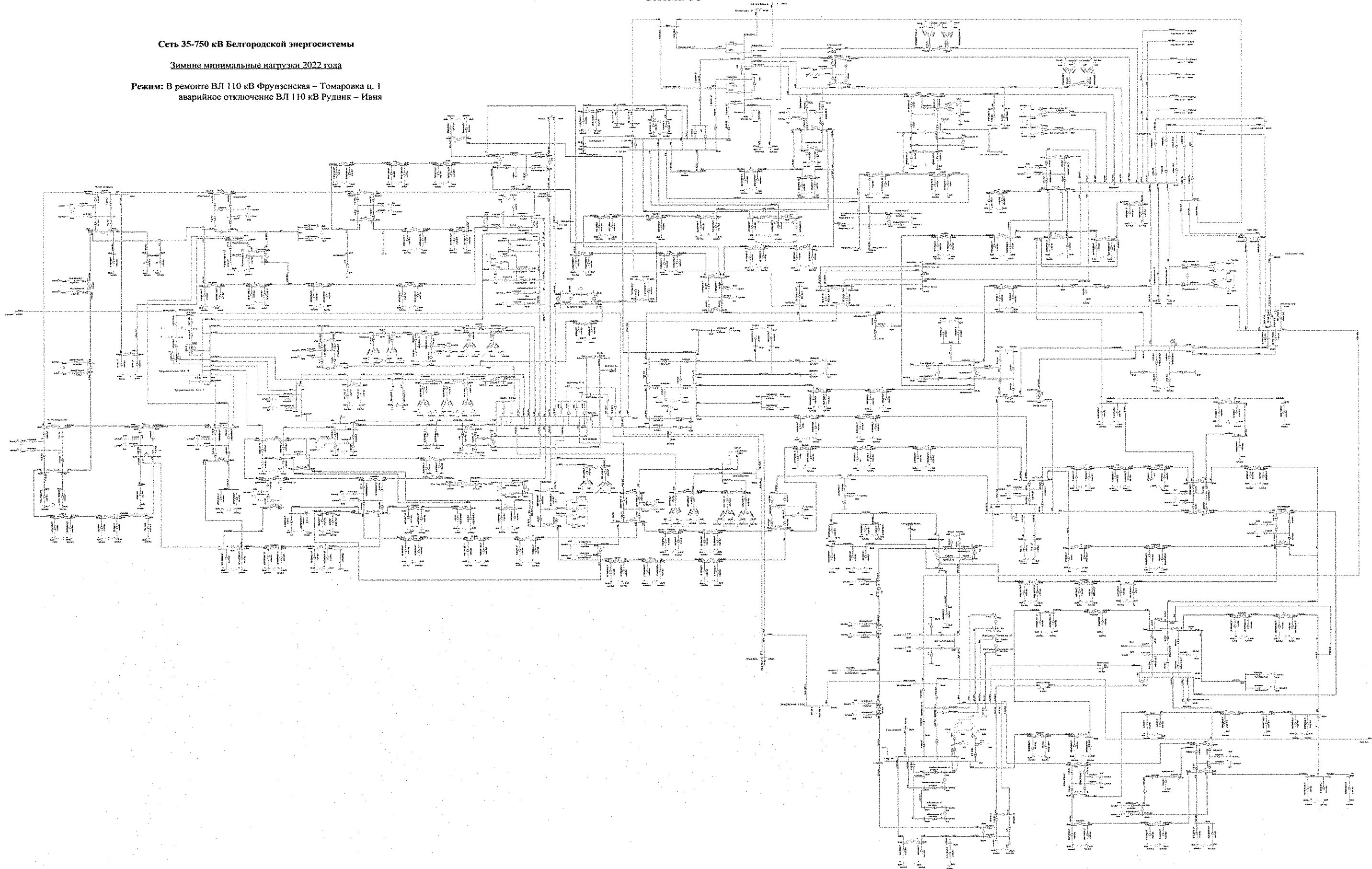
ИЗМ. № 001/2022 от 20.07.2022									
Эксплуатационная схема									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержание	Лист	Всего	Статус	Примечание
1					Создание эксплуатационной схемы	1	1	И	
2					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
3					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
4					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
5					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
6					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
7					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
8					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
9					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	
10					Актуализация эксплуатационной схемы	1	1	И	

Схема 55

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка п. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



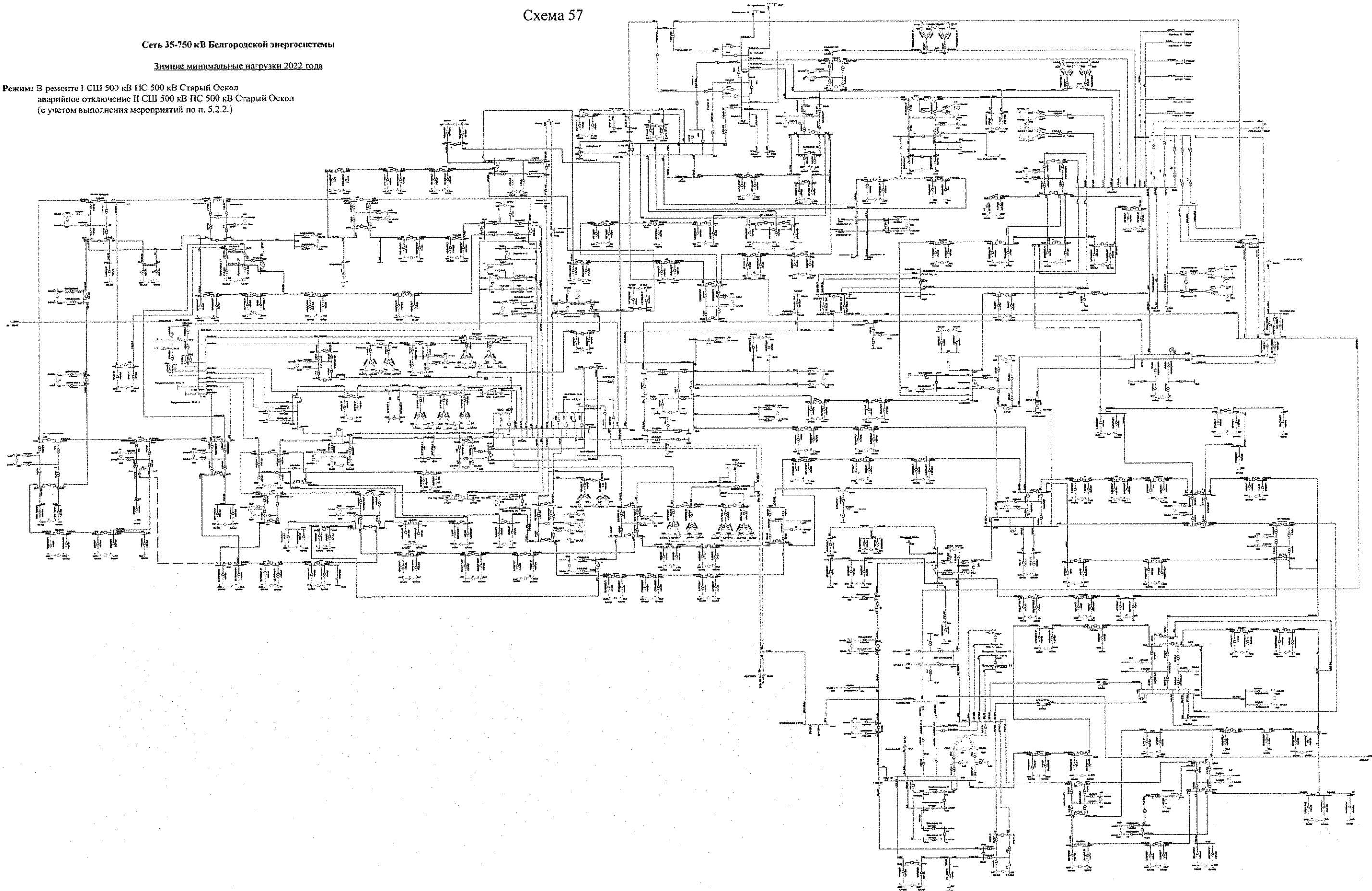
ИЗМЕНЕНИЯ									
История изменений									
№ п/п	№	Дата	Исполнитель	Содержание	№	Дата	Исполнитель	Содержание	№
1				Создан в соответствии с заданием на проектирование	1	01.01.2022	И.И.И.	Создание схемы	1
2				Исправлены ошибки	2	01.01.2022	И.И.И.	Исправление ошибок	2
3				Проверены данные	3	01.01.2022	И.И.И.	Проверка данных	3
4				Уточнены данные	4	01.01.2022	И.И.И.	Уточнение данных	4
5				Проверены данные	5	01.01.2022	И.И.И.	Проверка данных	5
6				Уточнены данные	6	01.01.2022	И.И.И.	Уточнение данных	6
7				Проверены данные	7	01.01.2022	И.И.И.	Проверка данных	7
8				Уточнены данные	8	01.01.2022	И.И.И.	Уточнение данных	8
9				Проверены данные	9	01.01.2022	И.И.И.	Проверка данных	9
10				Уточнены данные	10	01.01.2022	И.И.И.	Уточнение данных	10

Схема 57

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



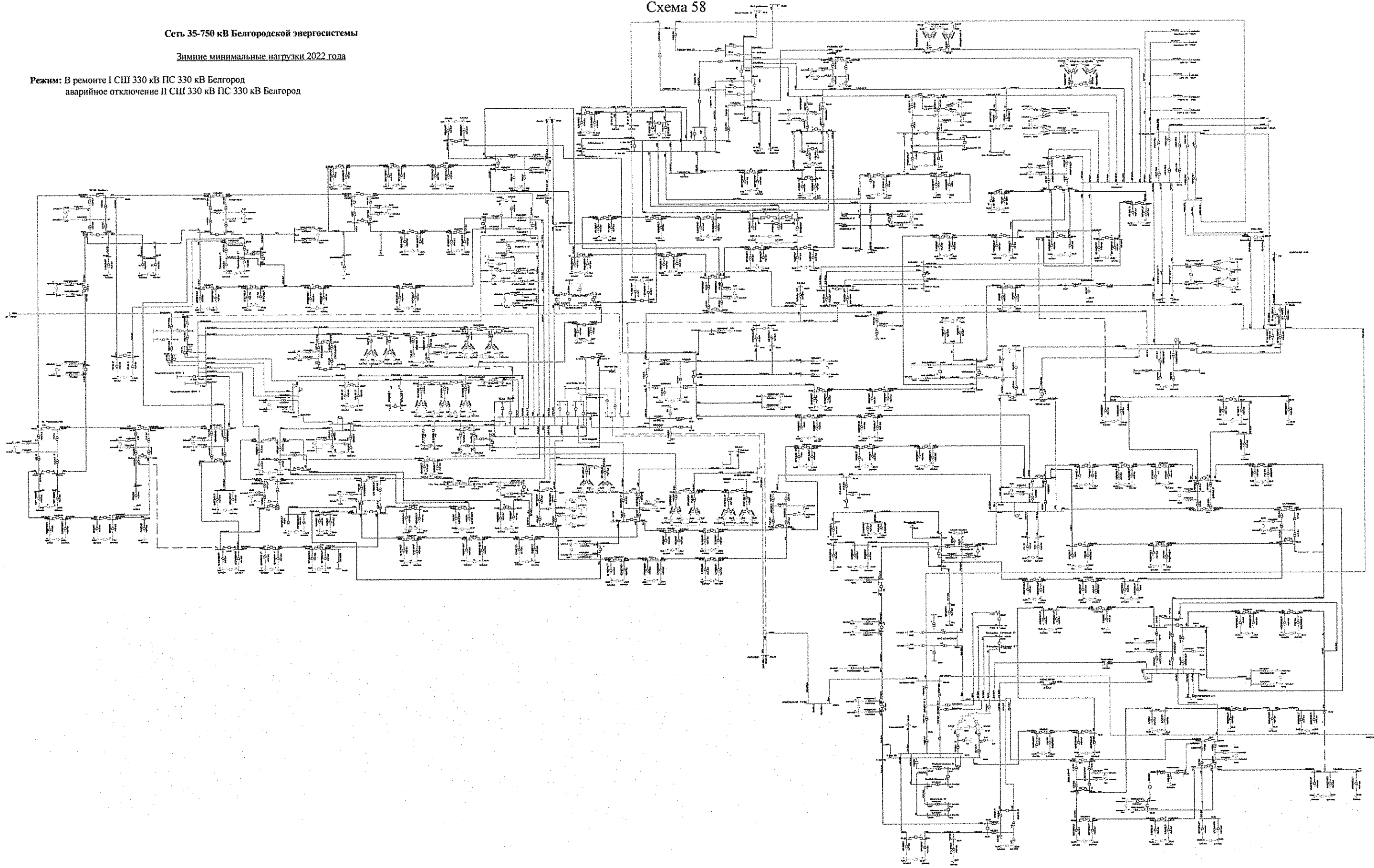
ПРОЦЕДУРА РАБОТЫ									
Безопасная работа									
№	Изм.	Дата	№	Инициалы	Подпись	Дата	Изм.	Дата	Инициалы
1							1	27	117
Схема электрических сетей энергосистемы Белгородской области на 35-750 кВ						Исходный текст			
Исходный текст						Исходный текст			

Схема 58

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



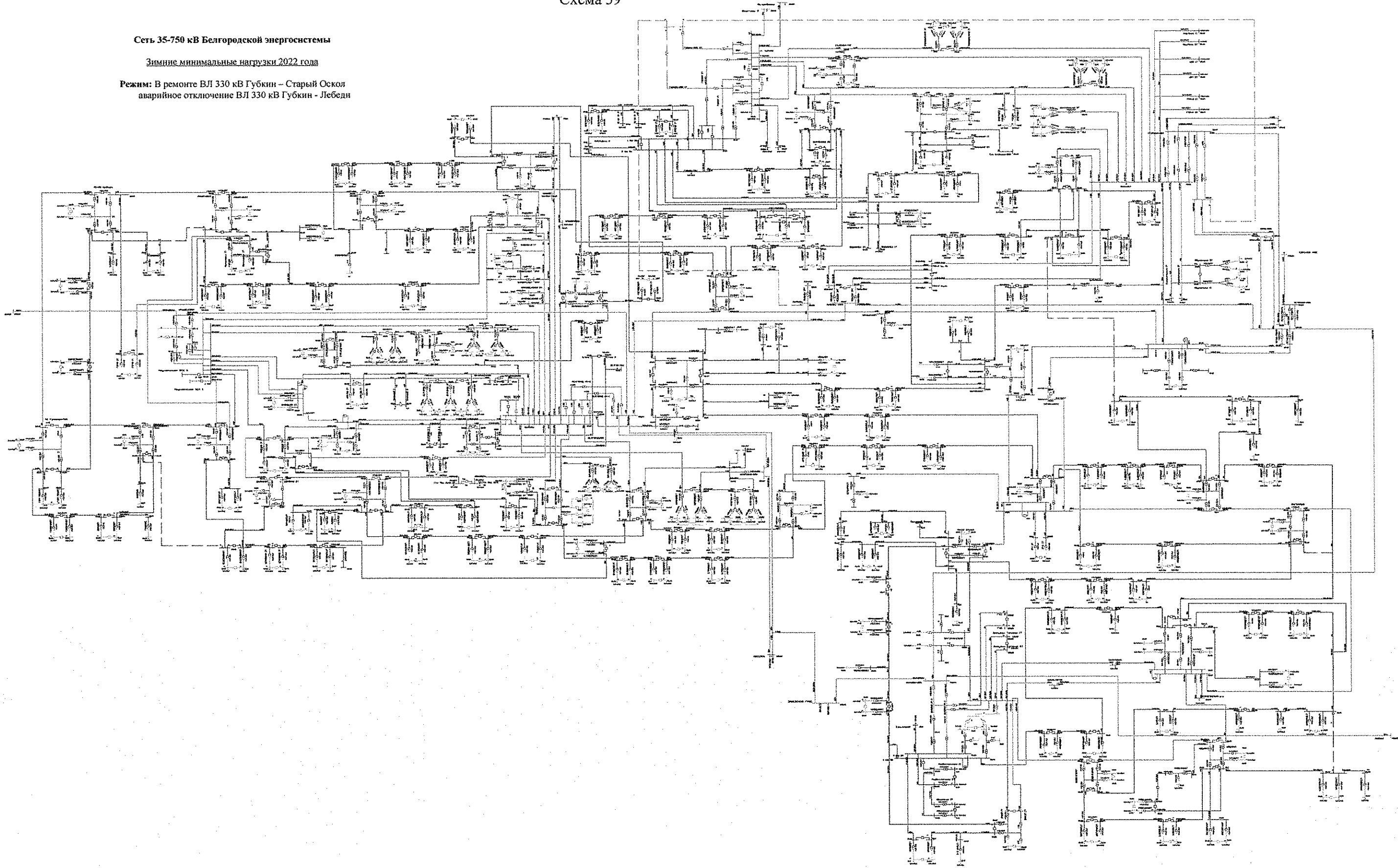
Лист 58/100-2022-02-01-01									
Электросхемы									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержимое	№	Изм.	Дата	Содержимое
1					Схема 58	1			
2						2			
3						3			
4						4			
5						5			
6						6			
7						7			
8						8			
9						9			
10						10			

Схема 59

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди



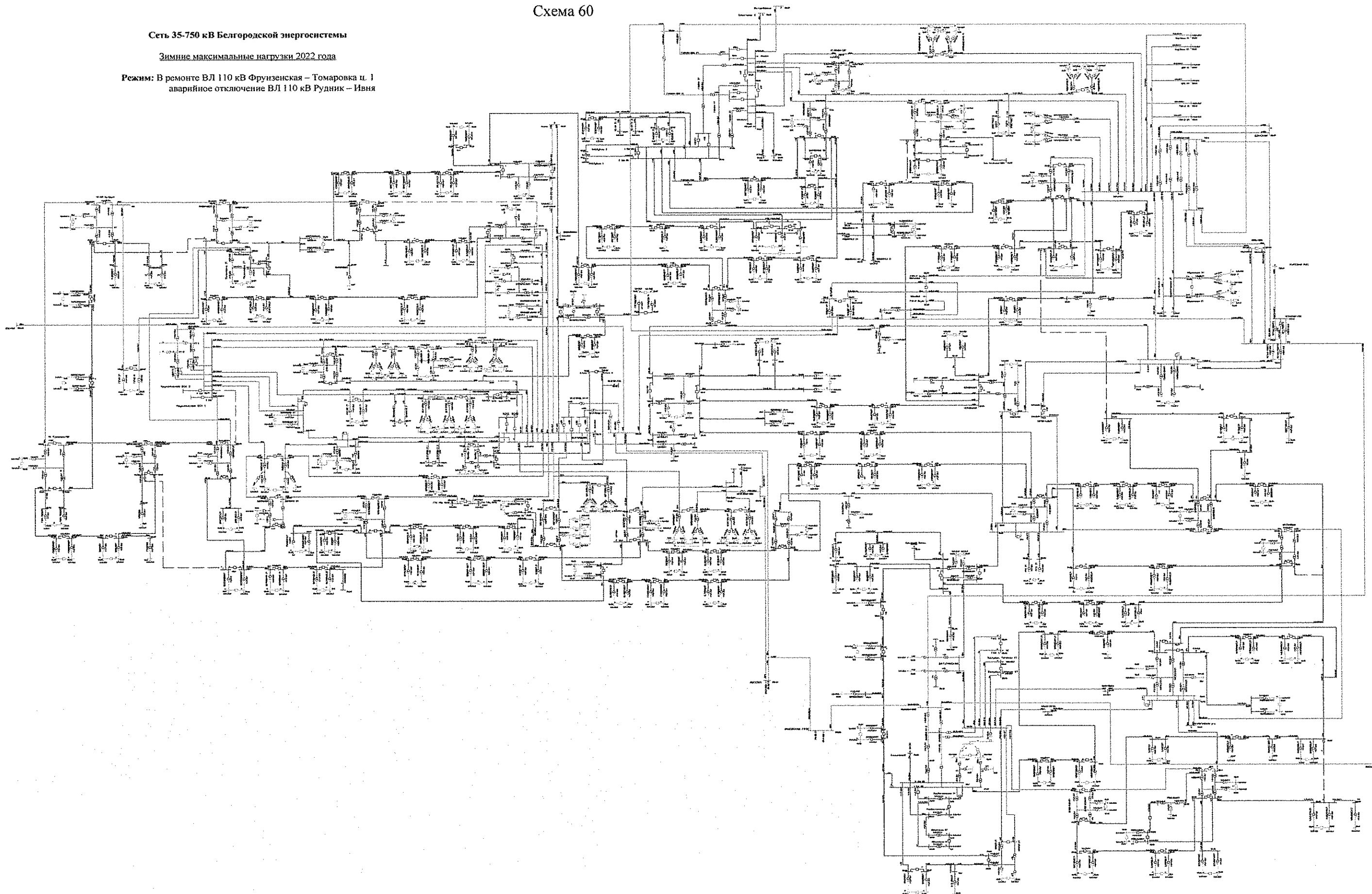
31.03.2022 20:14:20									
Схема 59									
№	Изм.	Действ.	№	Изм.	№	Изм.	№	Изм.	№
1			1		1		1		1
2			2		2		2		2
3			3		3		3		3
4			4		4		4		4
5			5		5		5		5
6			6		6		6		6
7			7		7		7		7
8			8		8		8		8
9			9		9		9		9
10			10		10		10		10

Схема 60

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



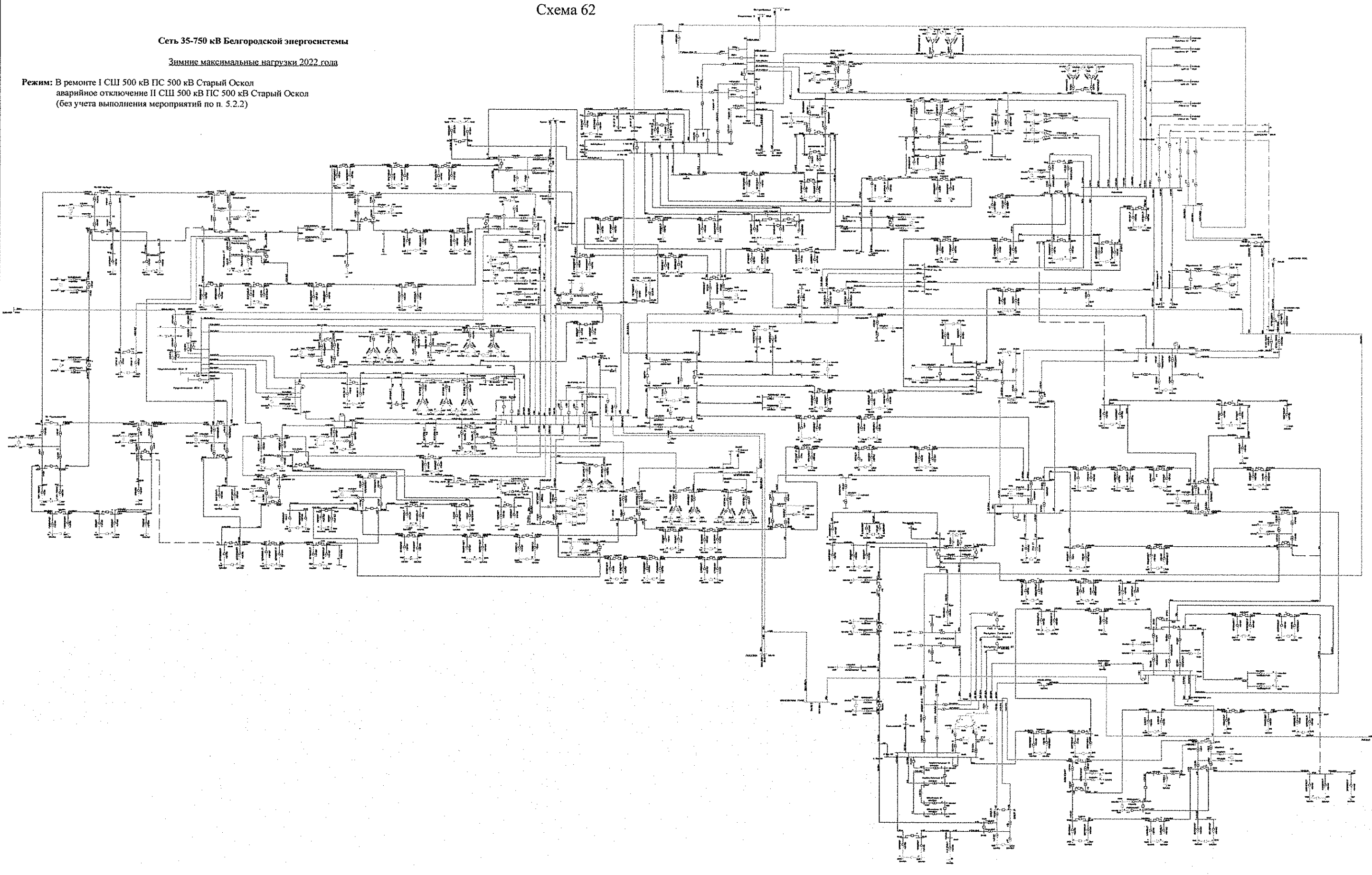
ИЗМЕНЕНИЯ В СХЕМЕ									
№	Изм.	№	Изм.	№	Изм.	№	Изм.	№	Изм.
1		2		3		4		5	
6		7		8		9		10	
11		12		13		14		15	
16		17		18		19		20	
21		22		23		24		25	
26		27		28		29		30	
31		32		33		34		35	
36		37		38		39		40	
41		42		43		44		45	
46		47		48		49		50	
51		52		53		54		55	
56		57		58		59		60	
61		62		63		64		65	
66		67		68		69		70	
71		72		73		74		75	
76		77		78		79		80	
81		82		83		84		85	
86		87		88		89		90	
91		92		93		94		95	
96		97		98		99		100	

Схема 62

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2)



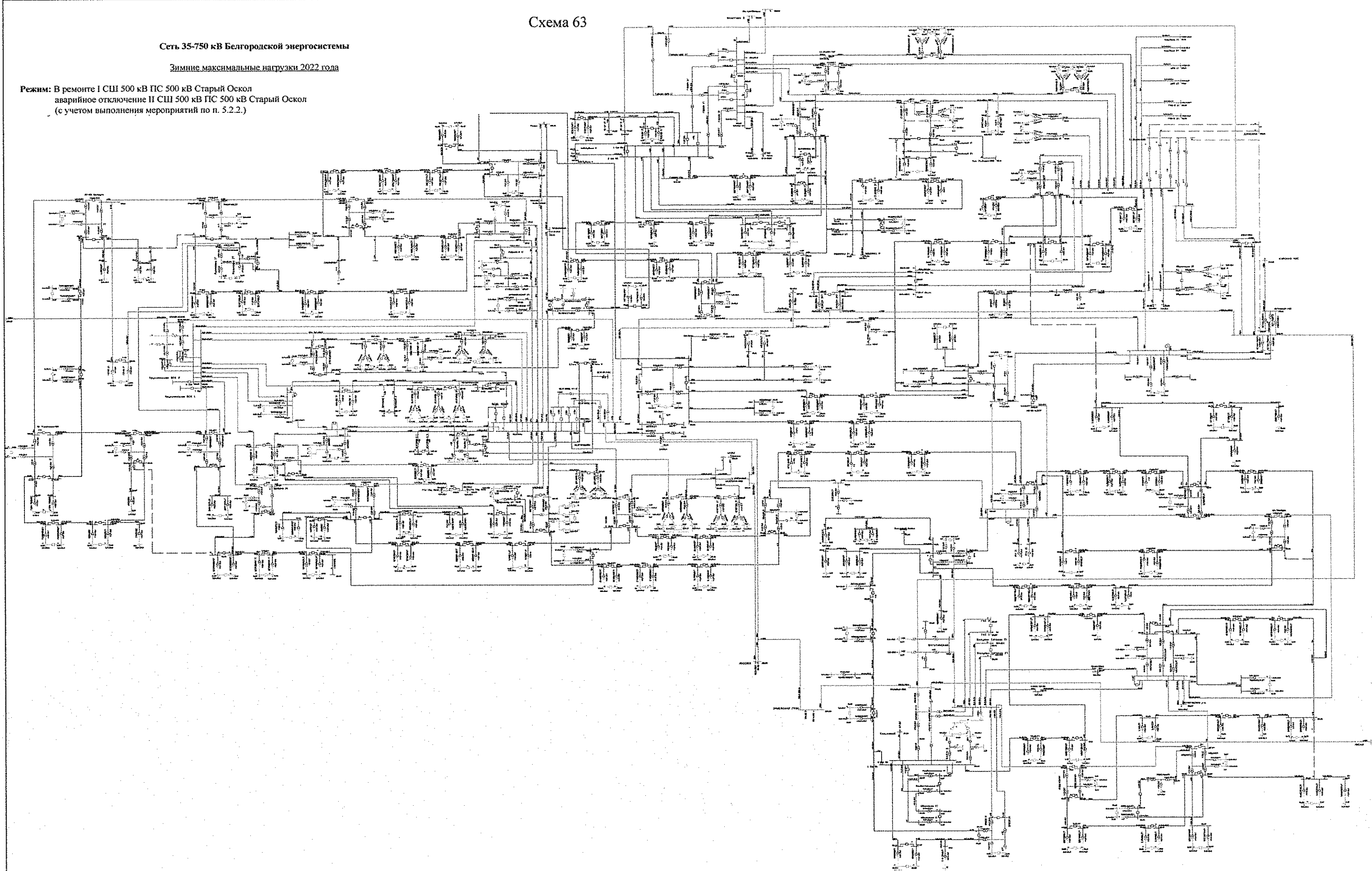
2024-2025-2026-2027-2028-2029-2030									
Автоматический отчет									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30

Схема 63

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



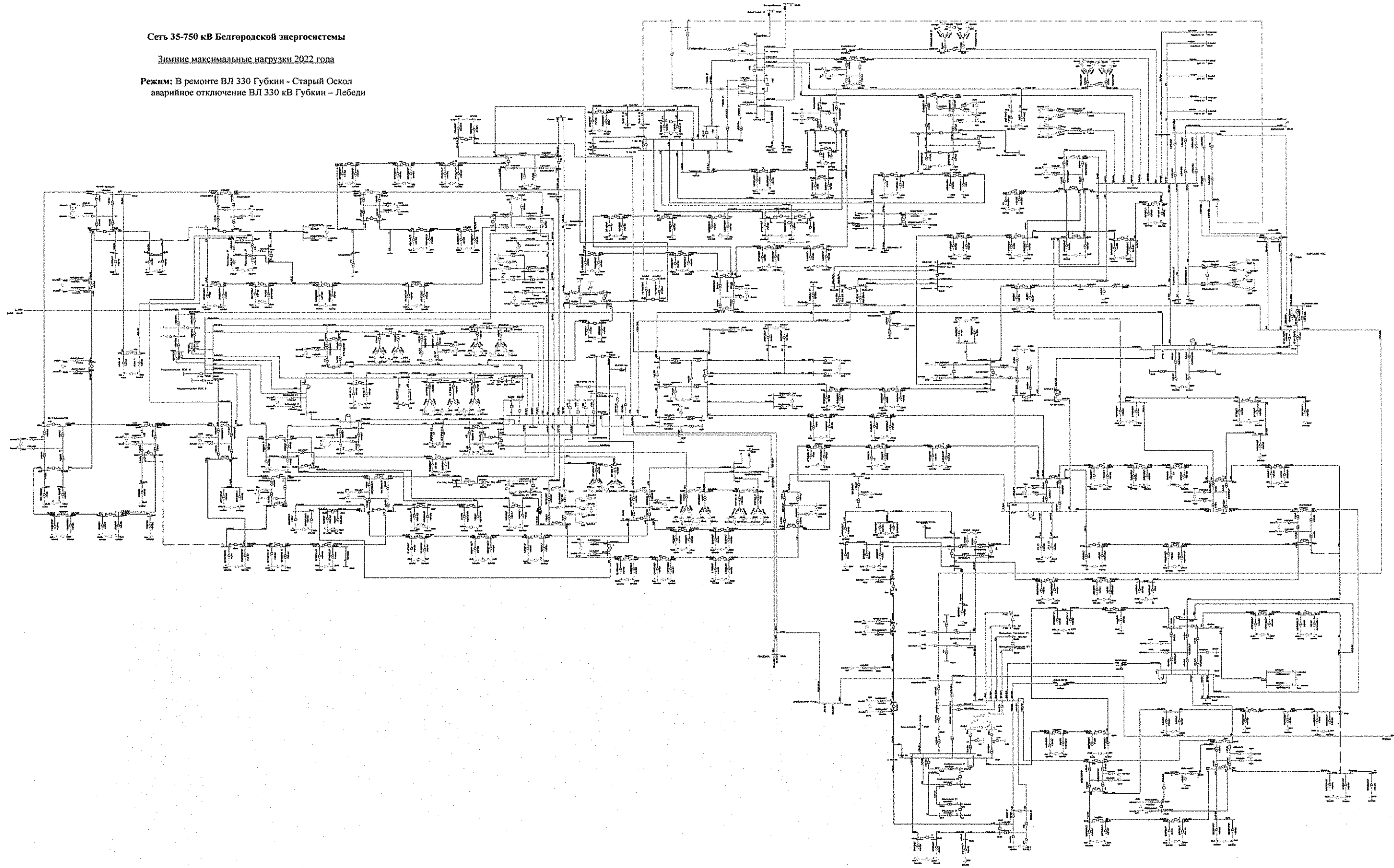
ИДМ СЭП 2022-02-10-010									
Информация о документе									
№ документа	Дата	№ документа	Дата	№ документа	Дата	№ документа	Дата	№ документа	Дата
1	2022-02-10	1	2022-02-10	1	2022-02-10	1	2022-02-10	1	2022-02-10
Содержание документа						Страницы	Всего	№	111
Содержание документа						Исполнитель	Исполнитель		
Содержание документа						Проверенный	Проверенный		
Содержание документа						Утвержденный	Утвержденный		

Схема 65

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2022 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 Губкин - Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди



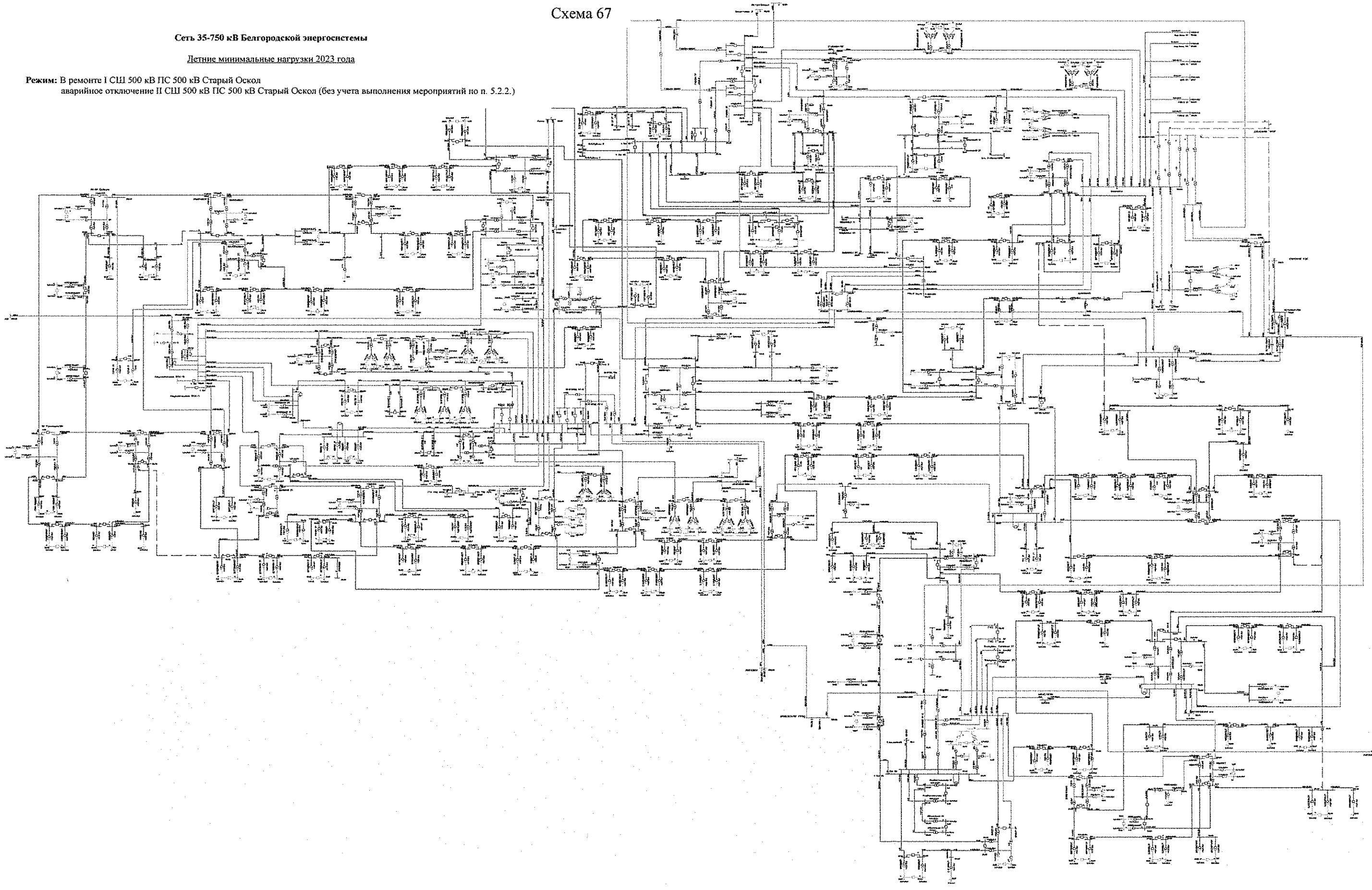
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ СХЕМА									
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы									
Зимние максимальные нагрузки 2022 года									
Режим: В ремонте ВЛ 330 Губкин - Старый Оскол аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди									
№	Изм.	Исполн.	Проверен.	Дата	№	Исполн.	Проверен.	Дата	№
1					1				
2					2				
3					3				
4					4				
5					5				
6					6				
7					7				
8					8				
9					9				
10					10				
11					11				
12					12				
13					13				
14					14				
15					15				
16					16				
17					17				
18					18				
19					19				
20					20				
21					21				
22					22				
23					23				
24					24				
25					25				
26					26				
27					27				
28					28				
29					29				
30					30				
31					31				
32					32				
33					33				
34					34				
35					35				
36					36				
37					37				
38					38				
39					39				
40					40				
41					41				
42					42				
43					43				
44					44				
45					45				
46					46				
47					47				
48					48				
49					49				
50					50				
51					51				
52					52				
53					53				
54					54				
55					55				
56					56				
57					57				
58					58				
59					59				
60					60				
61					61				
62					62				
63					63				
64					64				
65					65				
66					66				
67					67				
68					68				
69					69				
70					70				
71					71				
72					72				
73					73				
74					74				
75					75				
76					76				
77					77				
78					78				
79					79				
80					80				
81					81				
82					82				
83					83				
84					84				
85					85				
86					86				
87					87				
88					88				
89					89				
90					90				
91					91				
92					92				
93					93				
94					94				
95					95				
96					96				
97					97				
98					98				
99					99				
100					100				

Схема 67

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



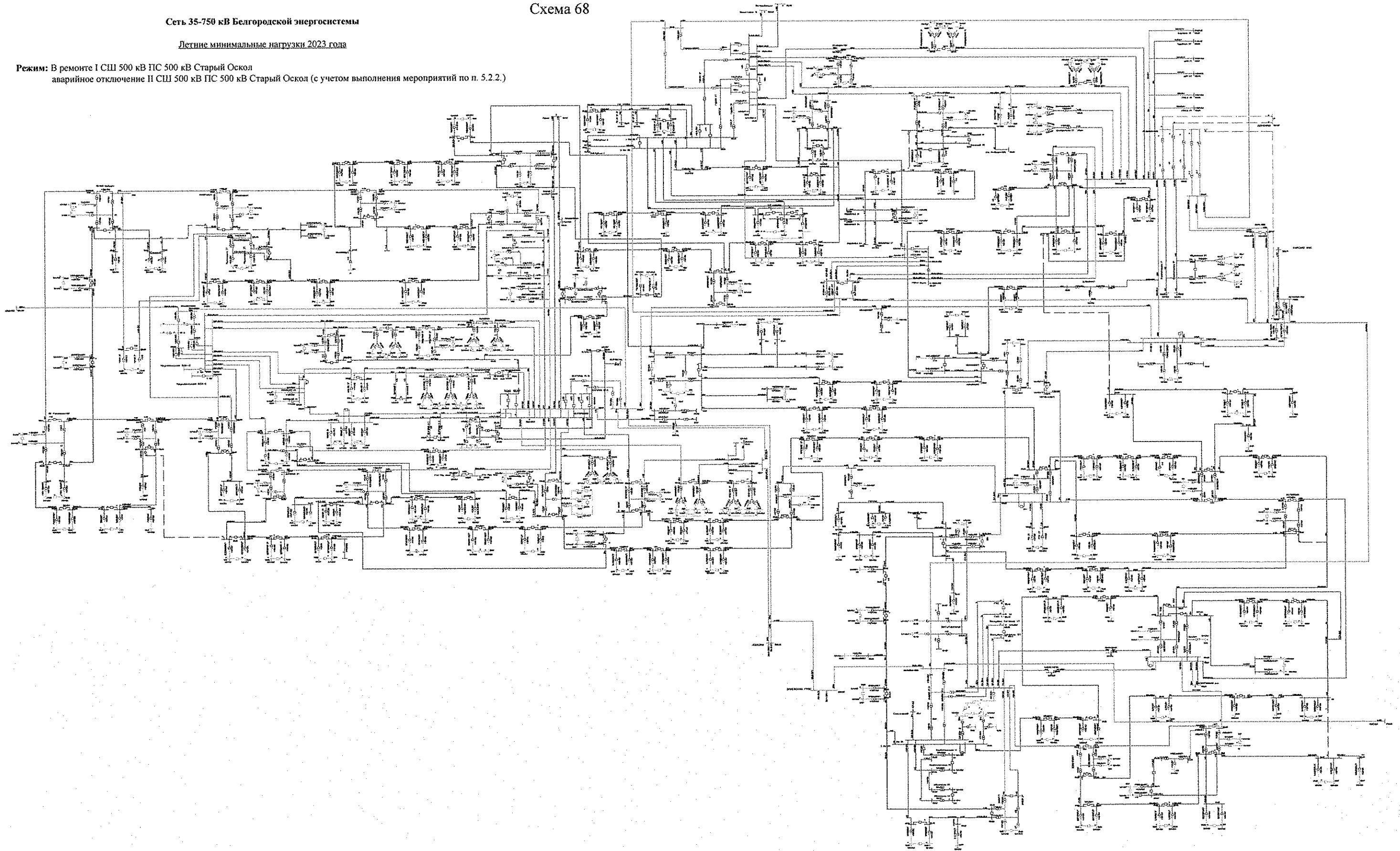
ИЗДАНИЕ									
Исполнитель									
Содержание									
№	Наименование	Число	Лист	Всего					
1	Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы	1	67	111					
Примечание: 1. В схеме учтены все действующие объекты системы. 2. В схеме учтены все действующие объекты системы.									

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 68

Летние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



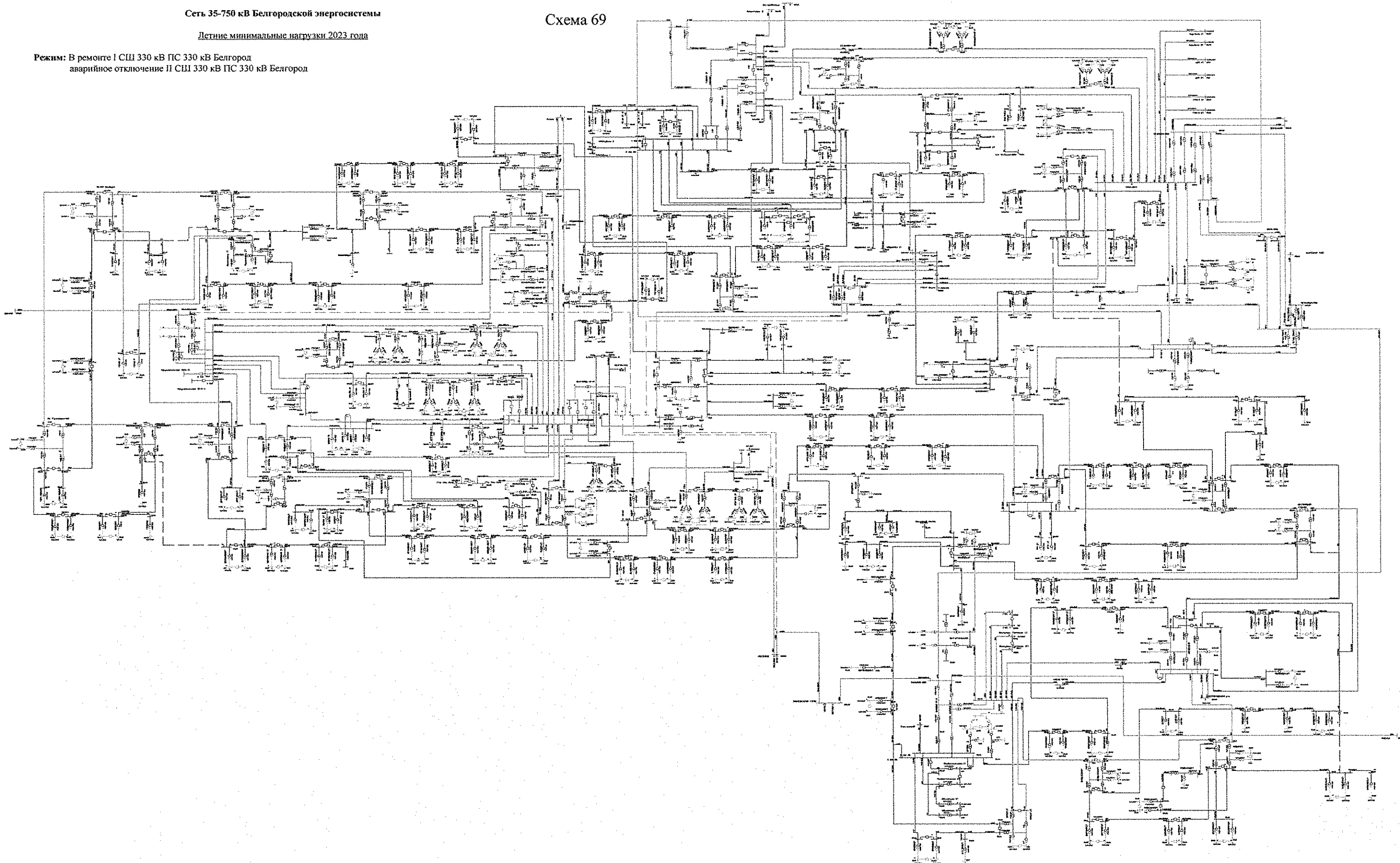
Итого									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержимое	Лист	Из всего	Лист	Из всего
1					Состав и содержание схематического решения	21	28	111	111
2					Рекомендации по выполнению мероприятий				
3					Исполнительная схема				

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2023 года

Схема 69

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



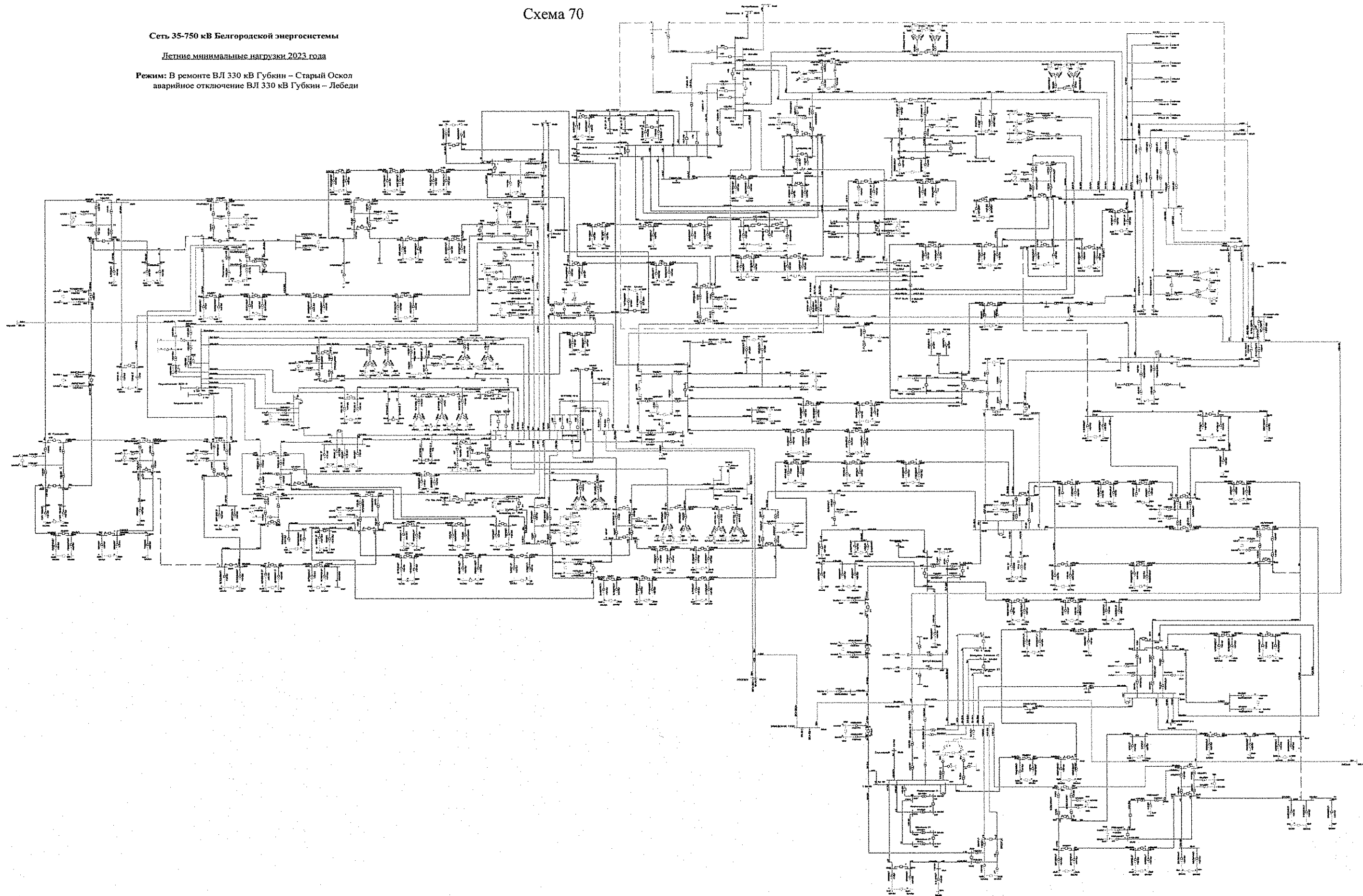
2024-07-20 10:20:00									
Схема 69									
№	Изм.	Исполн.	Провер.	Дата	№	Исполн.	Провер.	Дата	№
1					1				111
Содержит изменения:					Содержит изменения:				
1. Изменены параметры оборудования.					1. Изменены параметры оборудования.				
2. Изменены параметры оборудования.					2. Изменены параметры оборудования.				
3. Изменены параметры оборудования.					3. Изменены параметры оборудования.				
4. Изменены параметры оборудования.					4. Изменены параметры оборудования.				
5. Изменены параметры оборудования.					5. Изменены параметры оборудования.				
6. Изменены параметры оборудования.					6. Изменены параметры оборудования.				
7. Изменены параметры оборудования.					7. Изменены параметры оборудования.				
8. Изменены параметры оборудования.					8. Изменены параметры оборудования.				
9. Изменены параметры оборудования.					9. Изменены параметры оборудования.				
10. Изменены параметры оборудования.					10. Изменены параметры оборудования.				

Схема 70

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



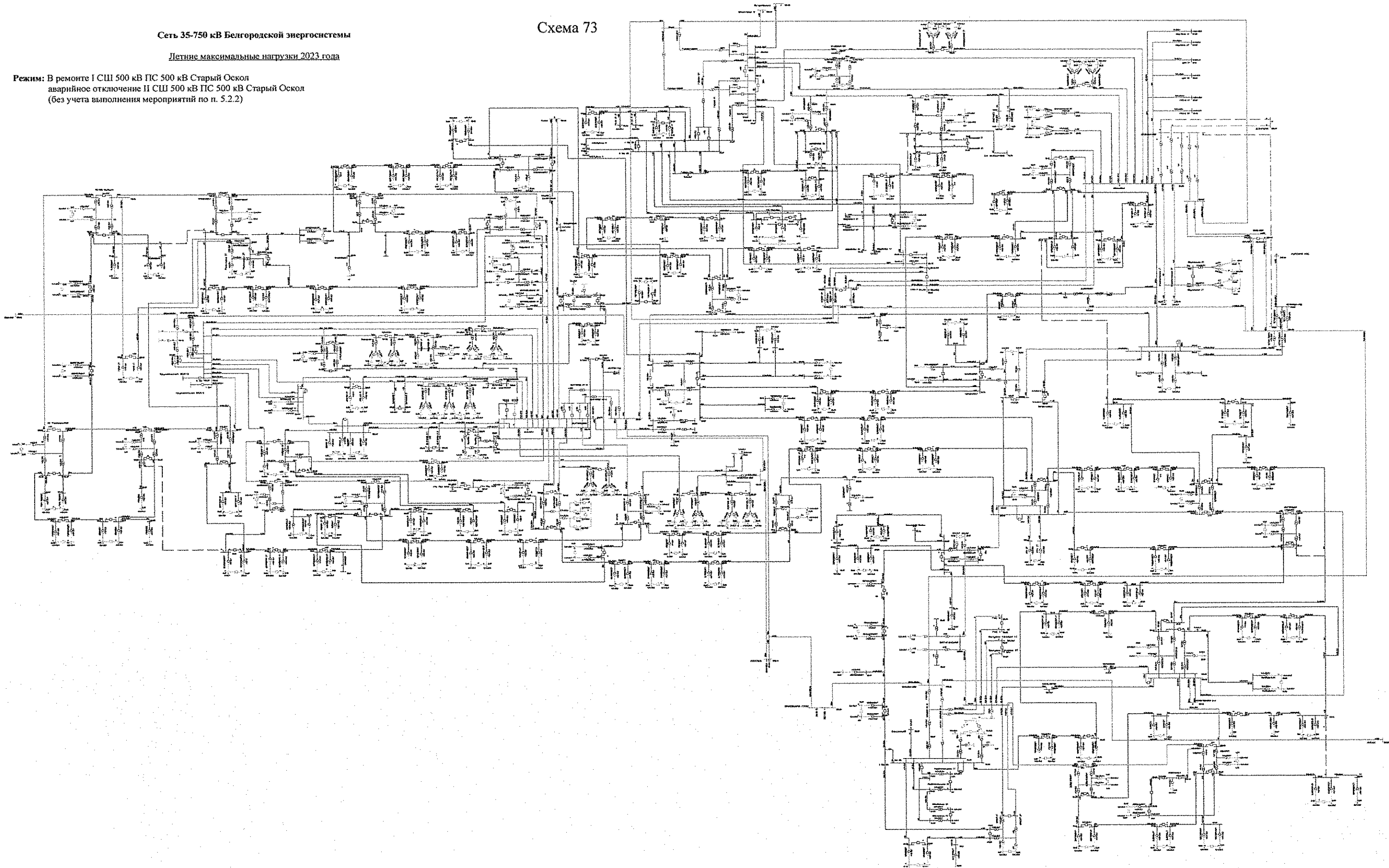
Итого		в том числе	
№	Итого	№	Итого
1	1	1	1
2	2	2	2
3	3	3	3
4	4	4	4
5	5	5	5
6	6	6	6
7	7	7	7
8	8	8	8
9	9	9	9
10	10	10	10
11	11	11	11
12	12	12	12
13	13	13	13
14	14	14	14
15	15	15	15
16	16	16	16
17	17	17	17
18	18	18	18
19	19	19	19
20	20	20	20
21	21	21	21
22	22	22	22
23	23	23	23
24	24	24	24
25	25	25	25
26	26	26	26
27	27	27	27
28	28	28	28
29	29	29	29
30	30	30	30
31	31	31	31
32	32	32	32
33	33	33	33
34	34	34	34
35	35	35	35
36	36	36	36
37	37	37	37
38	38	38	38
39	39	39	39
40	40	40	40
41	41	41	41
42	42	42	42
43	43	43	43
44	44	44	44
45	45	45	45
46	46	46	46
47	47	47	47
48	48	48	48
49	49	49	49
50	50	50	50
51	51	51	51
52	52	52	52
53	53	53	53
54	54	54	54
55	55	55	55
56	56	56	56
57	57	57	57
58	58	58	58
59	59	59	59
60	60	60	60
61	61	61	61
62	62	62	62
63	63	63	63
64	64	64	64
65	65	65	65
66	66	66	66
67	67	67	67
68	68	68	68
69	69	69	69
70	70	70	70
71	71	71	71
72	72	72	72
73	73	73	73
74	74	74	74
75	75	75	75
76	76	76	76
77	77	77	77
78	78	78	78
79	79	79	79
80	80	80	80
81	81	81	81
82	82	82	82
83	83	83	83
84	84	84	84
85	85	85	85
86	86	86	86
87	87	87	87
88	88	88	88
89	89	89	89
90	90	90	90
91	91	91	91
92	92	92	92
93	93	93	93
94	94	94	94
95	95	95	95
96	96	96	96
97	97	97	97
98	98	98	98
99	99	99	99
100	100	100	100

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 73

Летние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2)



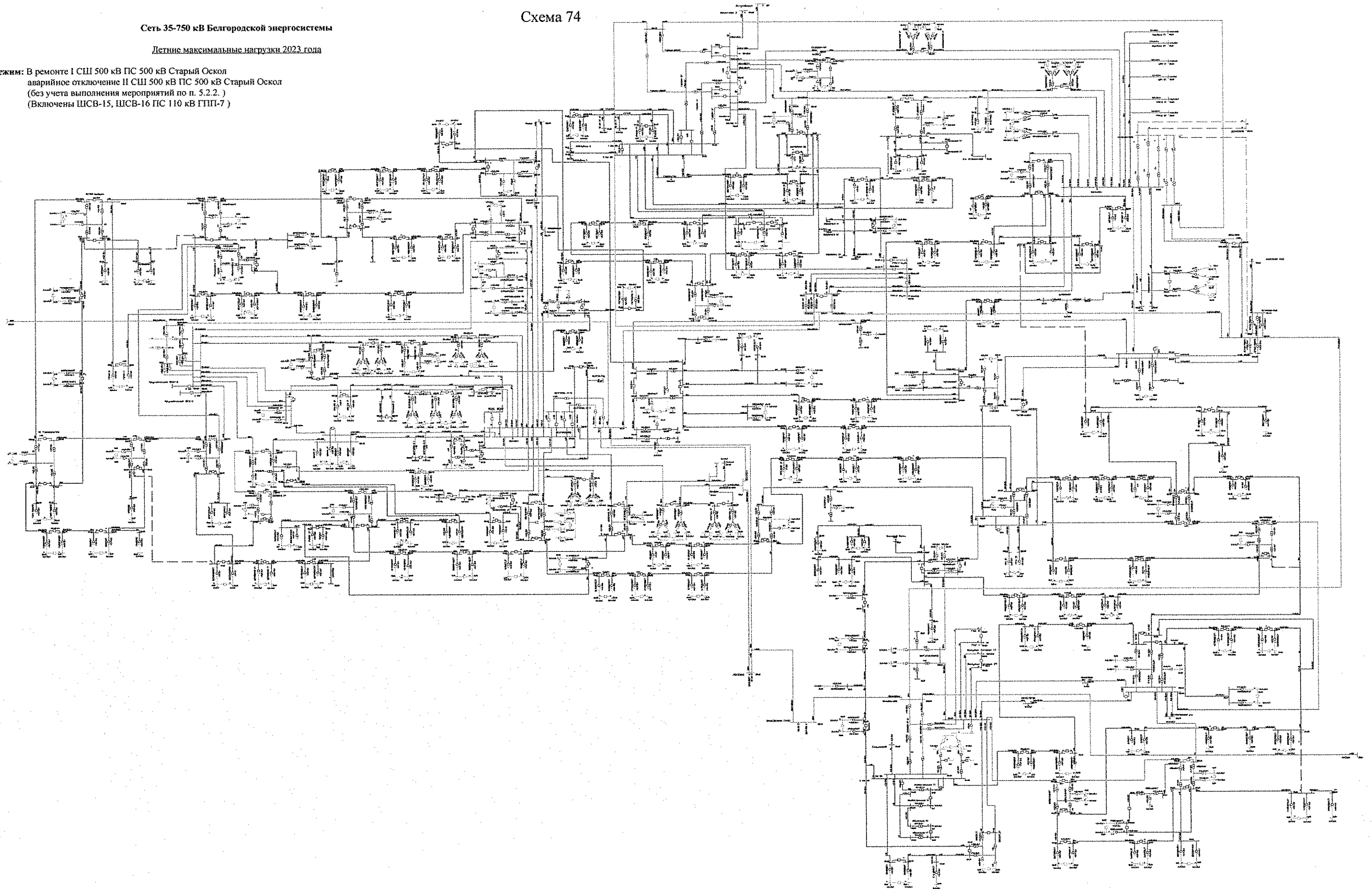
240.049.010.004-01/01									
Белгородская энергосистема									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
Составитель: [Имя]						Число: 11		Лист: 111	
Проверил: [Имя]						Дата: [Дата]		[Имя]	
[Имя]						[Имя]		[Имя]	

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 74

Летние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
 аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
 (без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)
 (Включены ШСВ-15, ШСВ-16 ПС 110 кВ ГПП-7)



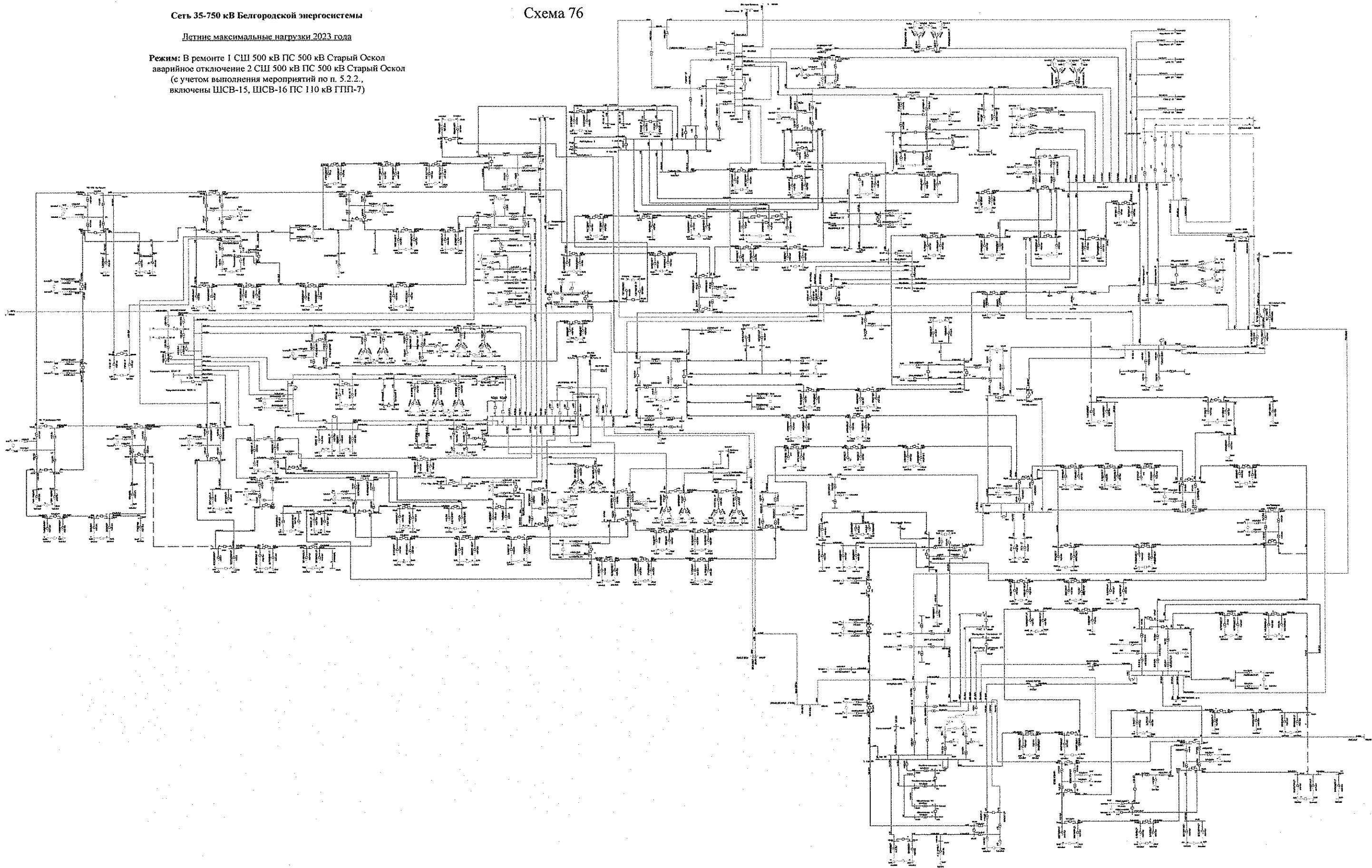
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ СХЕМА									
Лист 1 из 1									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Деталь	Исполн.	Провер.	Дата	Лист
1									1
Содержание листа						Итого листов: 1			
Исполнитель: [Имя]						Проверенный: [Имя]			
Дата: [Дата]						Лист: 1 из 1			

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 76

Летние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте 1 СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение 2 СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.,
включены ШСВ-15, ШСВ-16 ПС 110 кВ ГПП-7)



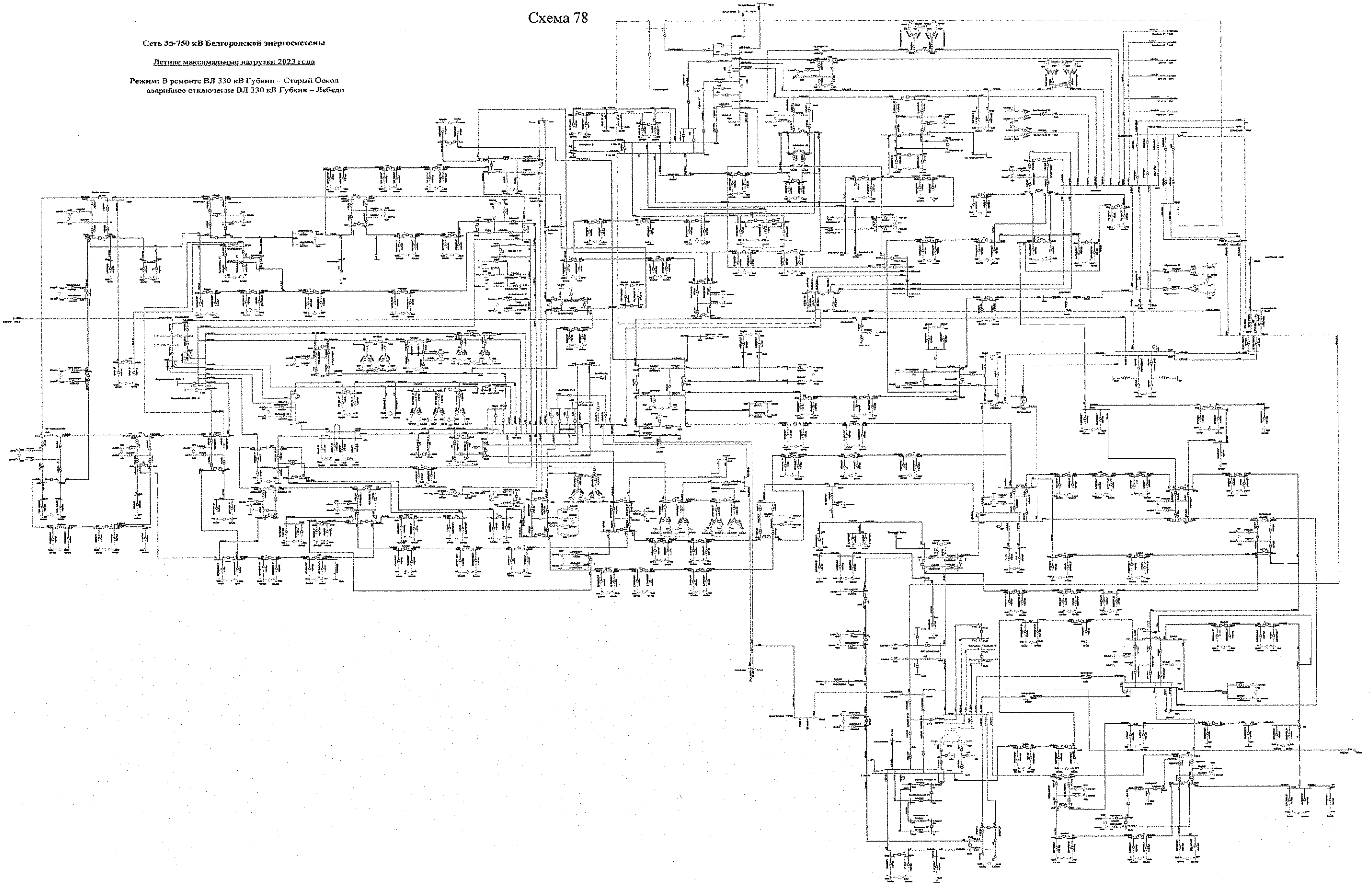
740.001.000-001.02.2019									
Белгородская область									
№	Имя	№	Имя	№	Имя	№	Имя	№	Имя
1	Сеть	1	Сеть	1	Сеть	1	Сеть	1	Сеть
2	Сеть	2	Сеть	2	Сеть	2	Сеть	2	Сеть
3	Сеть	3	Сеть	3	Сеть	3	Сеть	3	Сеть
4	Сеть	4	Сеть	4	Сеть	4	Сеть	4	Сеть
5	Сеть	5	Сеть	5	Сеть	5	Сеть	5	Сеть
6	Сеть	6	Сеть	6	Сеть	6	Сеть	6	Сеть
7	Сеть	7	Сеть	7	Сеть	7	Сеть	7	Сеть
8	Сеть	8	Сеть	8	Сеть	8	Сеть	8	Сеть
9	Сеть	9	Сеть	9	Сеть	9	Сеть	9	Сеть
10	Сеть	10	Сеть	10	Сеть	10	Сеть	10	Сеть

Схема 78

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



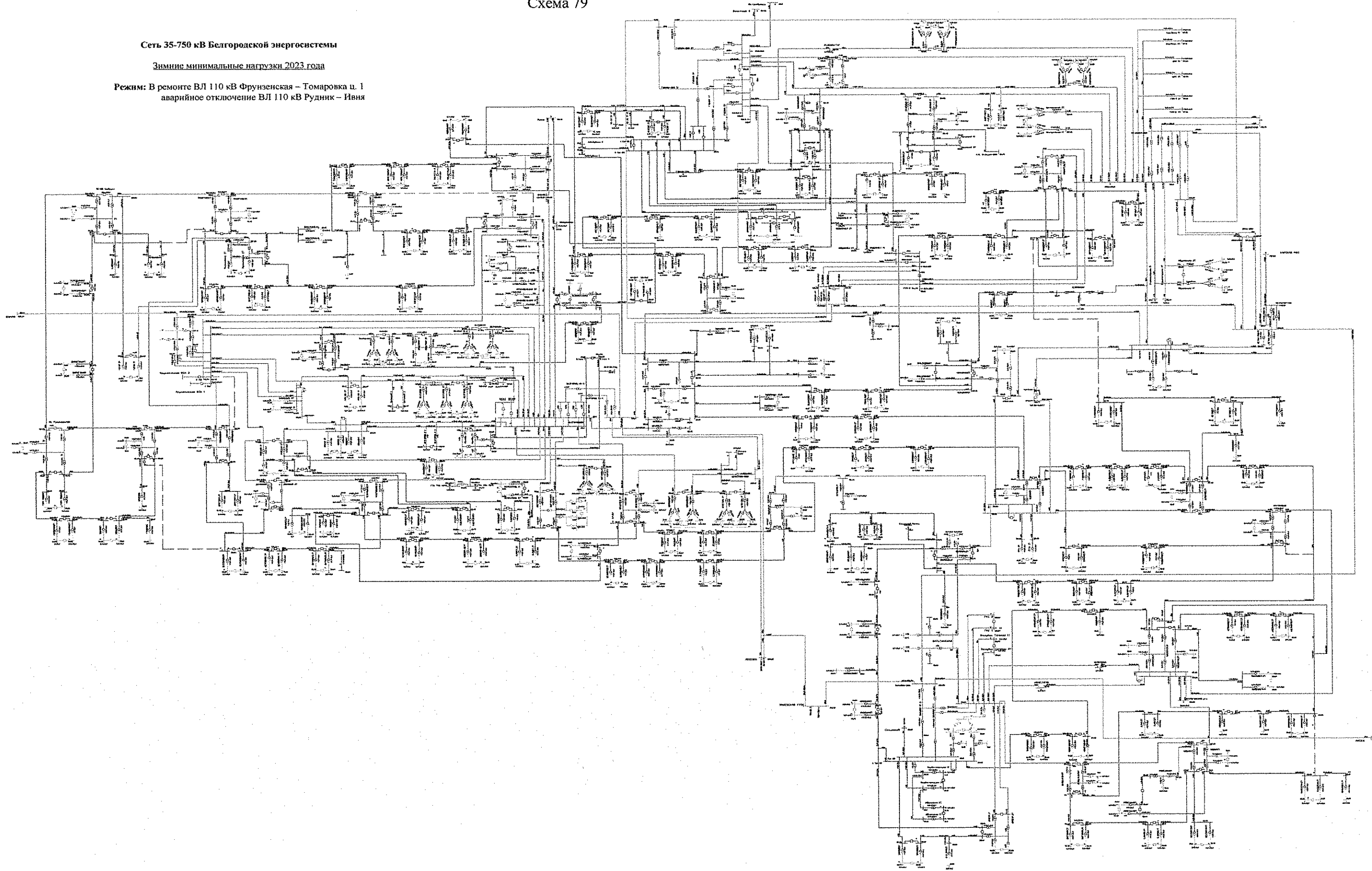
ИЗМ. № 1/2023 от 17.07.2023									
Лист 1 из 1									
№ п/п	№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Согласован.	Содержание	Сторона	Сторона
1	1	1	17.07.2023	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.

Схема 79

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



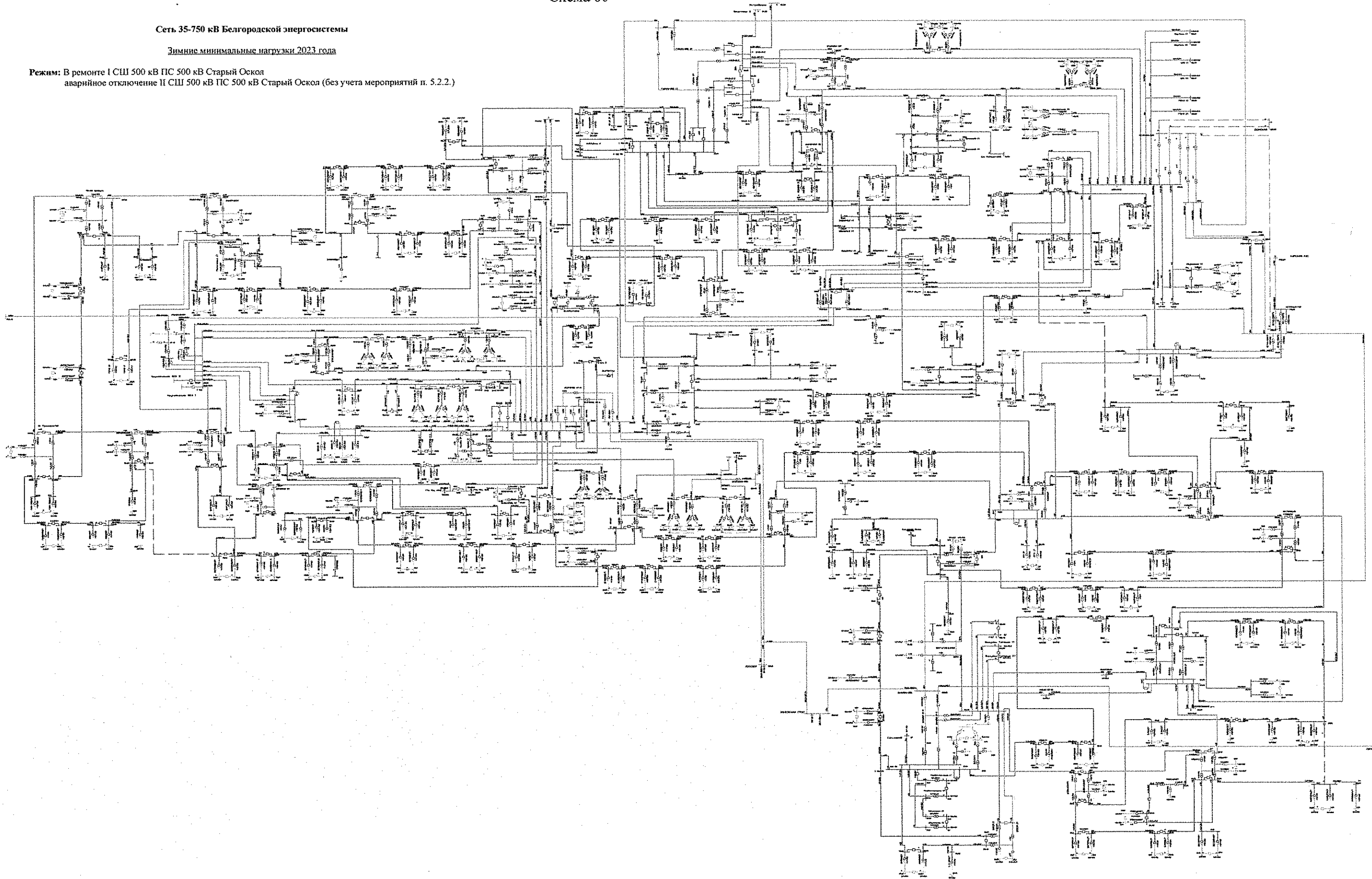
ИЗМЕНЕНИЯ									
Автоматический отчет									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Схема 80

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (без учета мероприятий п. 5.2.2.)



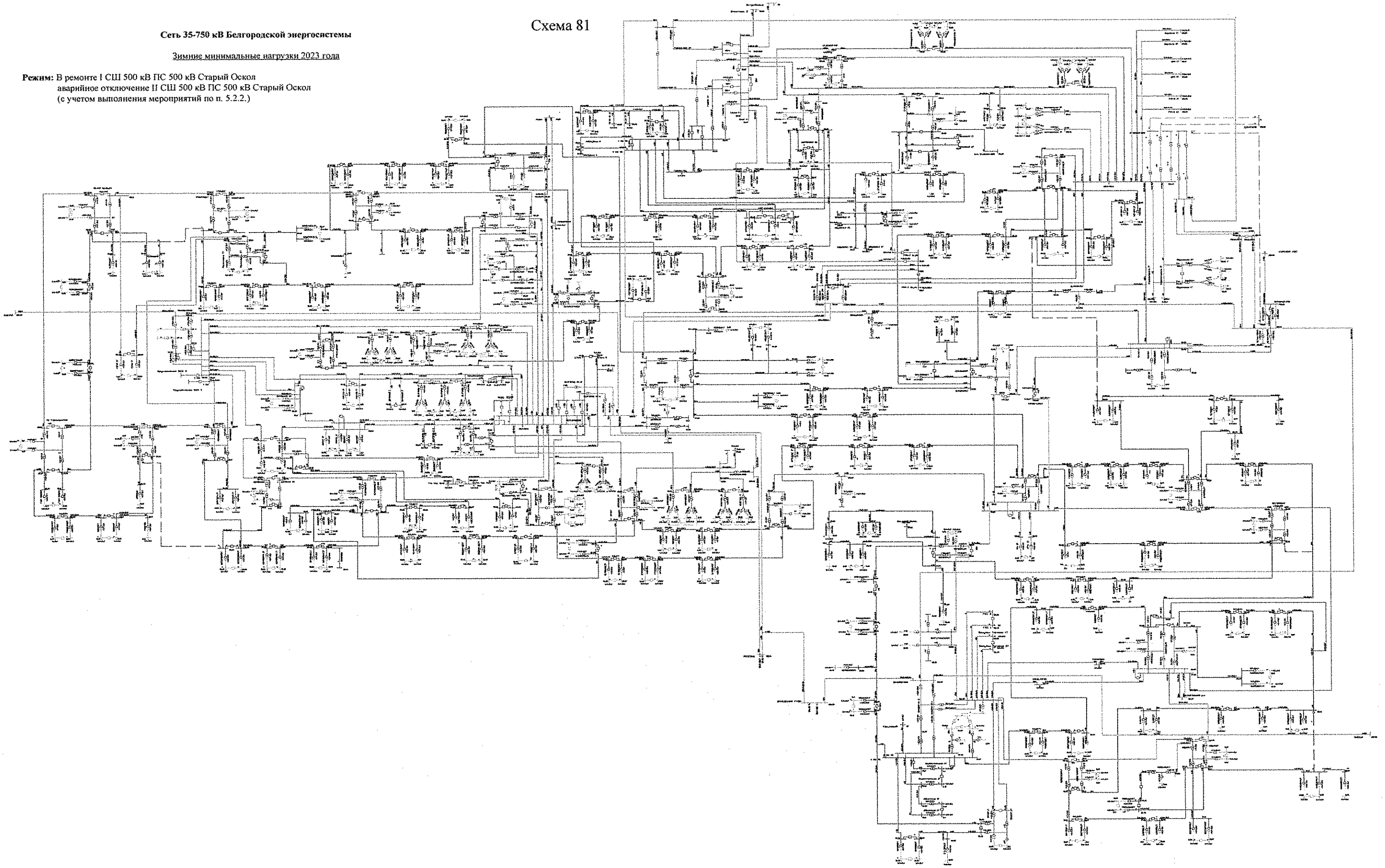
ИЗМЕНЕНИЯ									
№	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 81

Зимние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



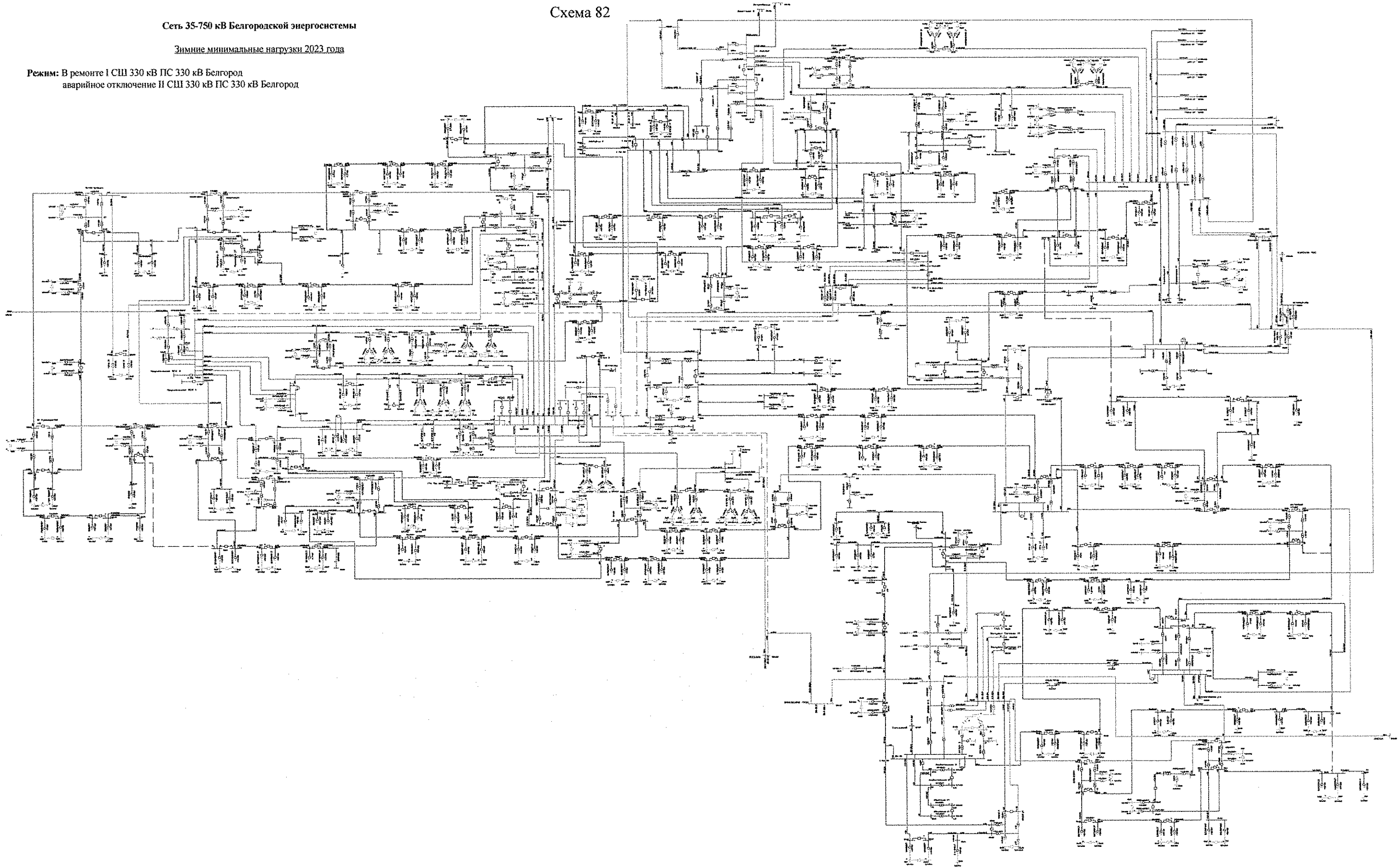
Лист 1 из 1									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Схема 82

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



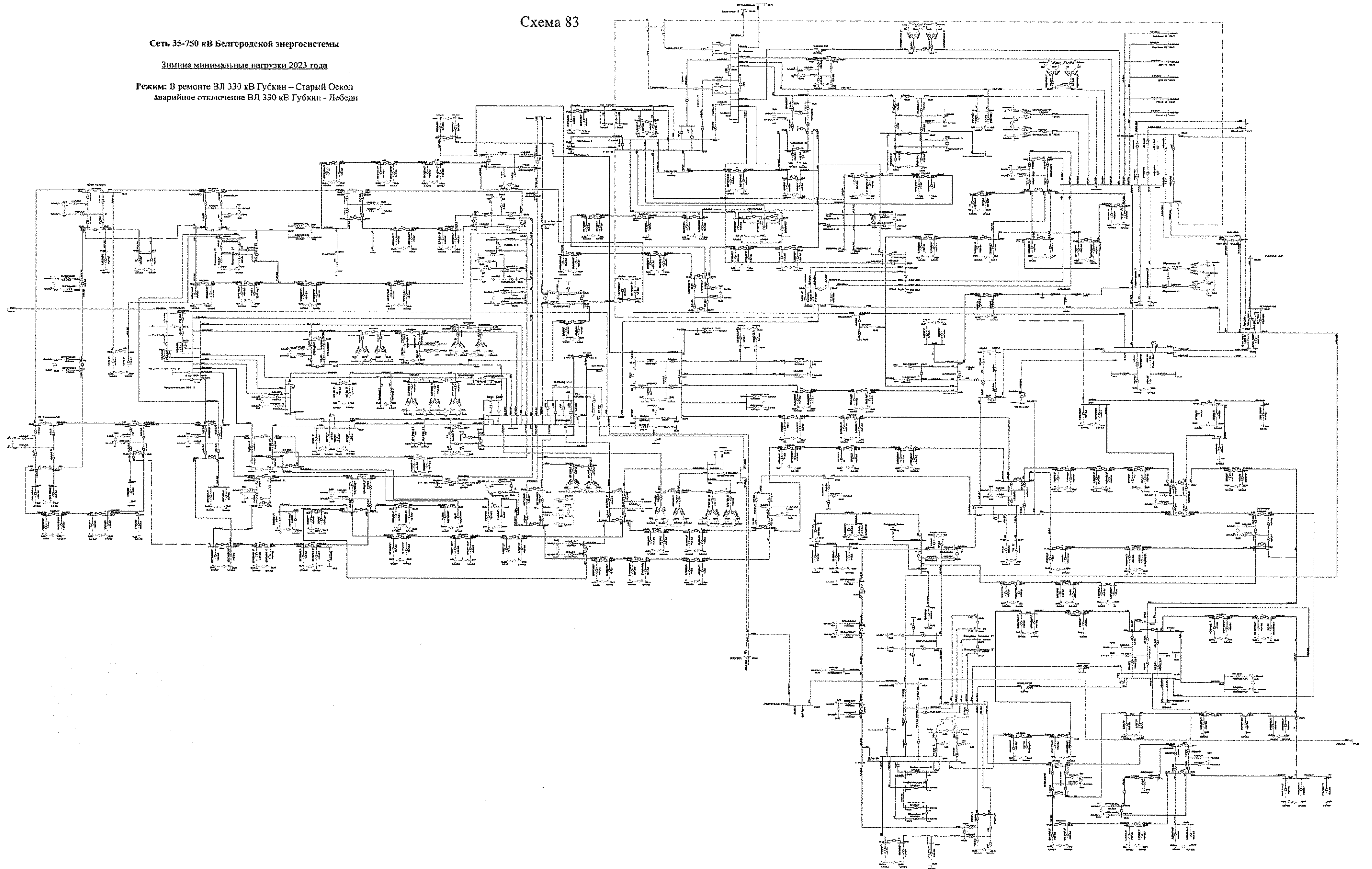
ЗАДАЧА 2023-04-15-2118									
Комментарии									
№	Дат.	Имя	№	Содерж.	Статус	№	Дат.	Имя	Статус
1						1	15	ИИ	ИИ
Схема и перечень устройств электроснабжения						Схема и перечень устройств электроснабжения			
Компьютерный объект на 2023-04-15-2118						Компьютерный объект на 2023-04-15-2118			
Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород						Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород			
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород						аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород			

Схема 83

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин - Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди



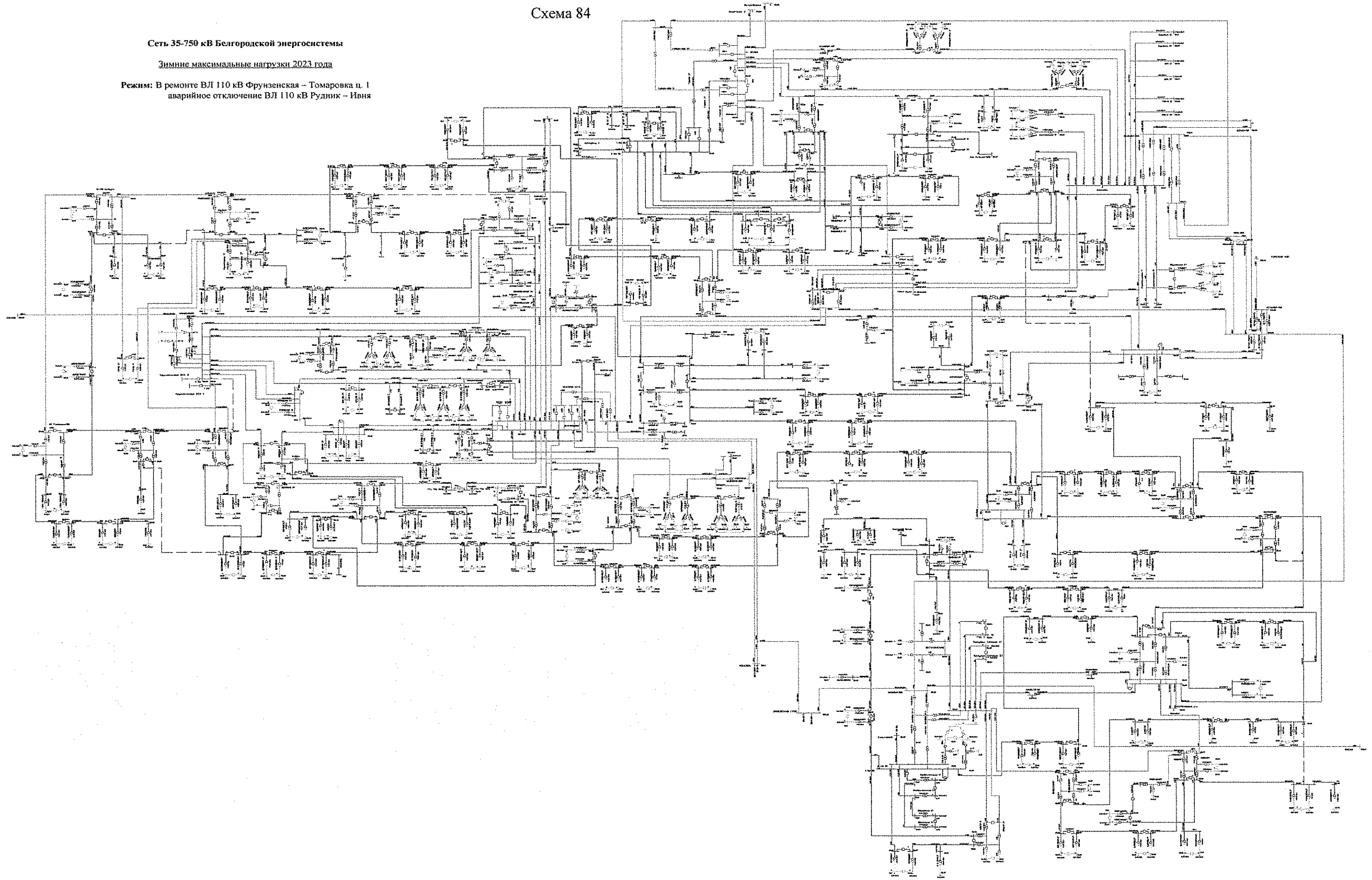
2100-001/001-01/01-01/01									
Белгородская энергосистема									
№	Изм.	Исполн.	Провер.	Дата	№	Исполн.	Провер.	Дата	№
1					1				1
Составлено в соответствии с заданием					Проверено в соответствии с заданием				
Составлено в соответствии с заданием					Проверено в соответствии с заданием				
Составлено в соответствии с заданием					Проверено в соответствии с заданием				

Схема 84

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



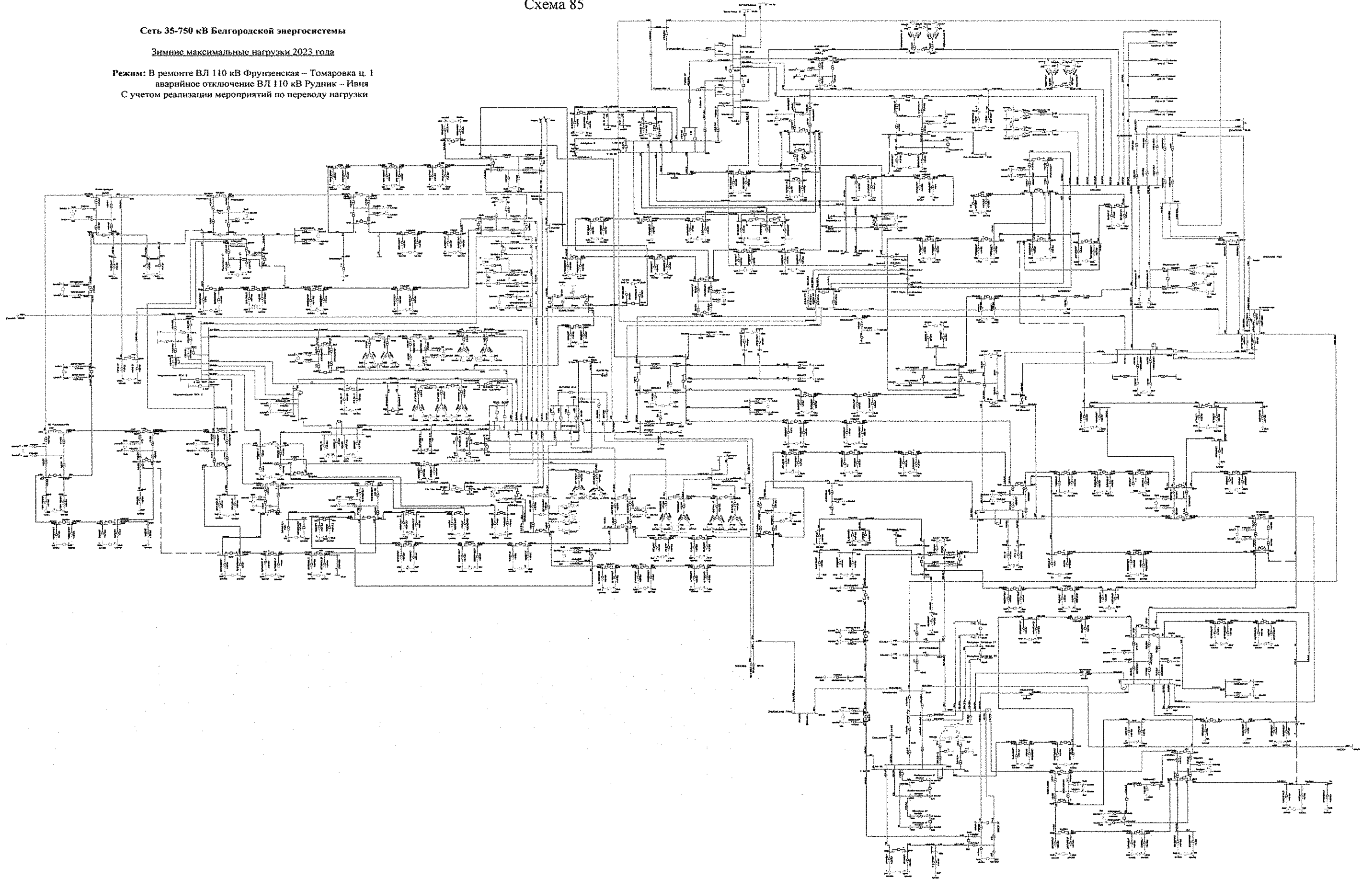
ИЗМЕНЕНИЯ									
Содержание									
№	Дат.	Изм.	Исполн.	Провер.	Содержание	Изм.	Дат.	Исполн.	Провер.
1					Создан в соответствии с проектом				
2					Изменен в соответствии с проектом				
3					Изменен в соответствии с проектом				

Схема 85

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка и. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом реализации мероприятий по переводу нагрузки



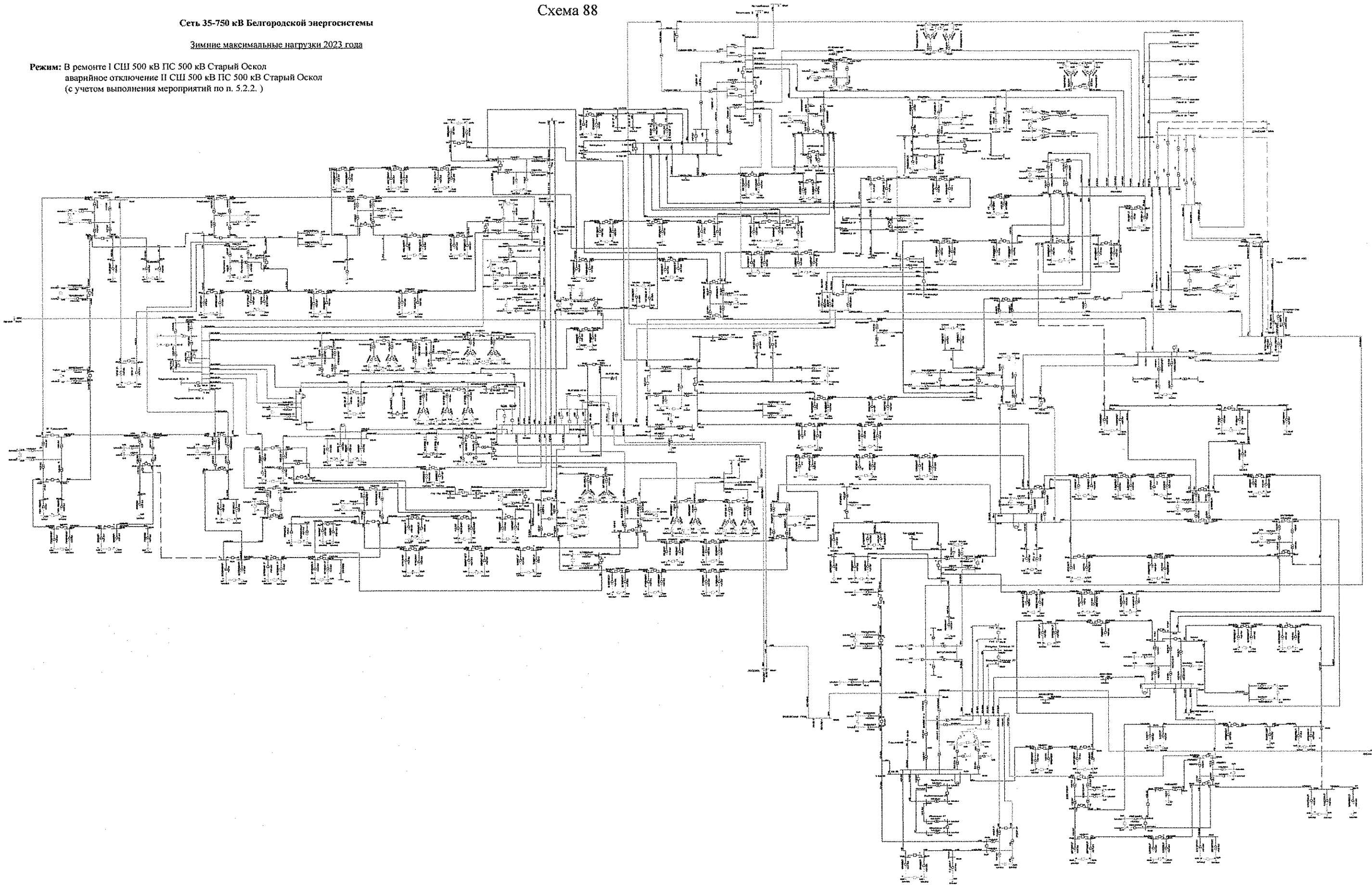
2100-0000-0000-0000									
Информация об объекте									
№	Наименование	Содержание	Дата	Статус	Исполнитель	Проверенный	Дата	Статус	Исполнитель
1	Создание и утверждение схем	Схемы сетей 35-750 кВ	2023	И	ИИ	ИИ	ИИ	ИИ	ИИ
2	Актуализация схем	Актуализация схем сетей 35-750 кВ	2023	И	ИИ	ИИ	ИИ	ИИ	ИИ
3	Проверка схем	Проверка схем сетей 35-750 кВ	2023	И	ИИ	ИИ	ИИ	ИИ	ИИ

Схема 88

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2023 года

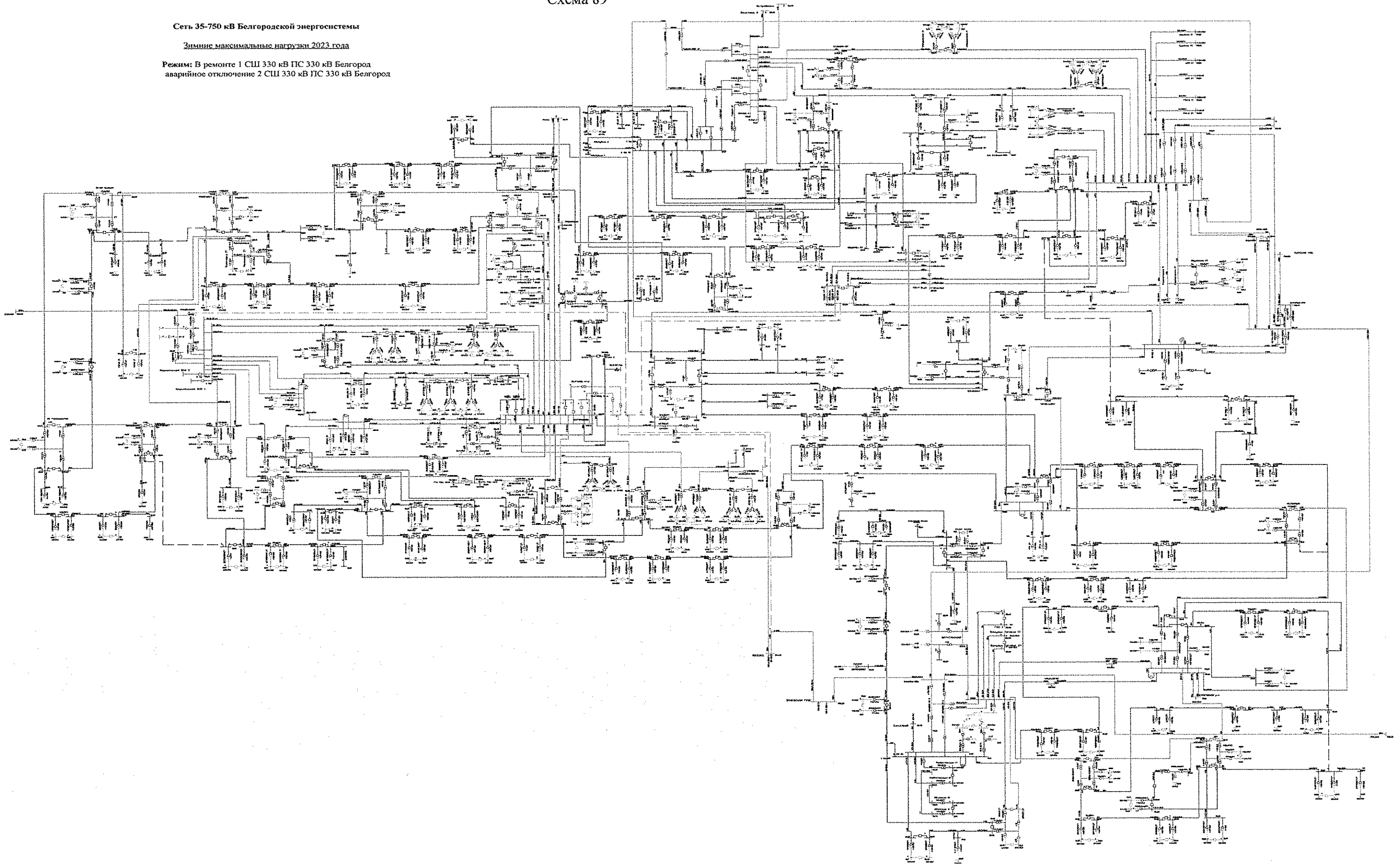
Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



Электросхема									
№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержимое	№	Изм.	Дата	Исполн.
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы						Лист № 111			
Электросхема 35-750 кВ						Масштаб: 1:1			

Схема 89

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
 Зимние максимальные нагрузки 2023 года
 Режим: В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
 аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



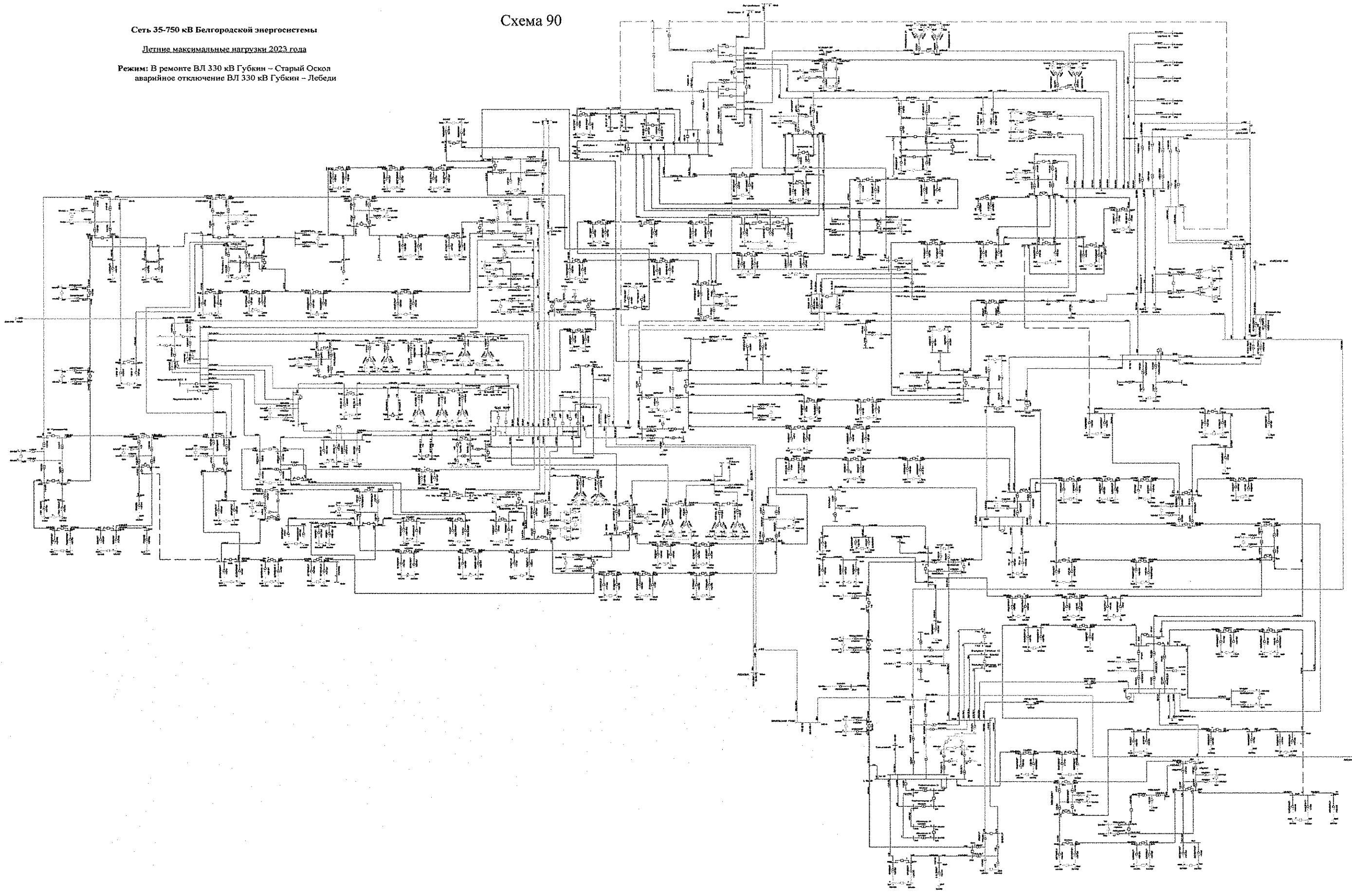
№		Лист		Всего листов		Дата		Исполнитель		Проверенный		Утвержденный	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Проект: Белгородская энергосистема Объект: Система 35-750 кВ Назначение: Зимние максимальные нагрузки 2023 года										Дата: 11.01.2023 Лист: 111			

Схема 90

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2023 года

Режим: В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол
аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди



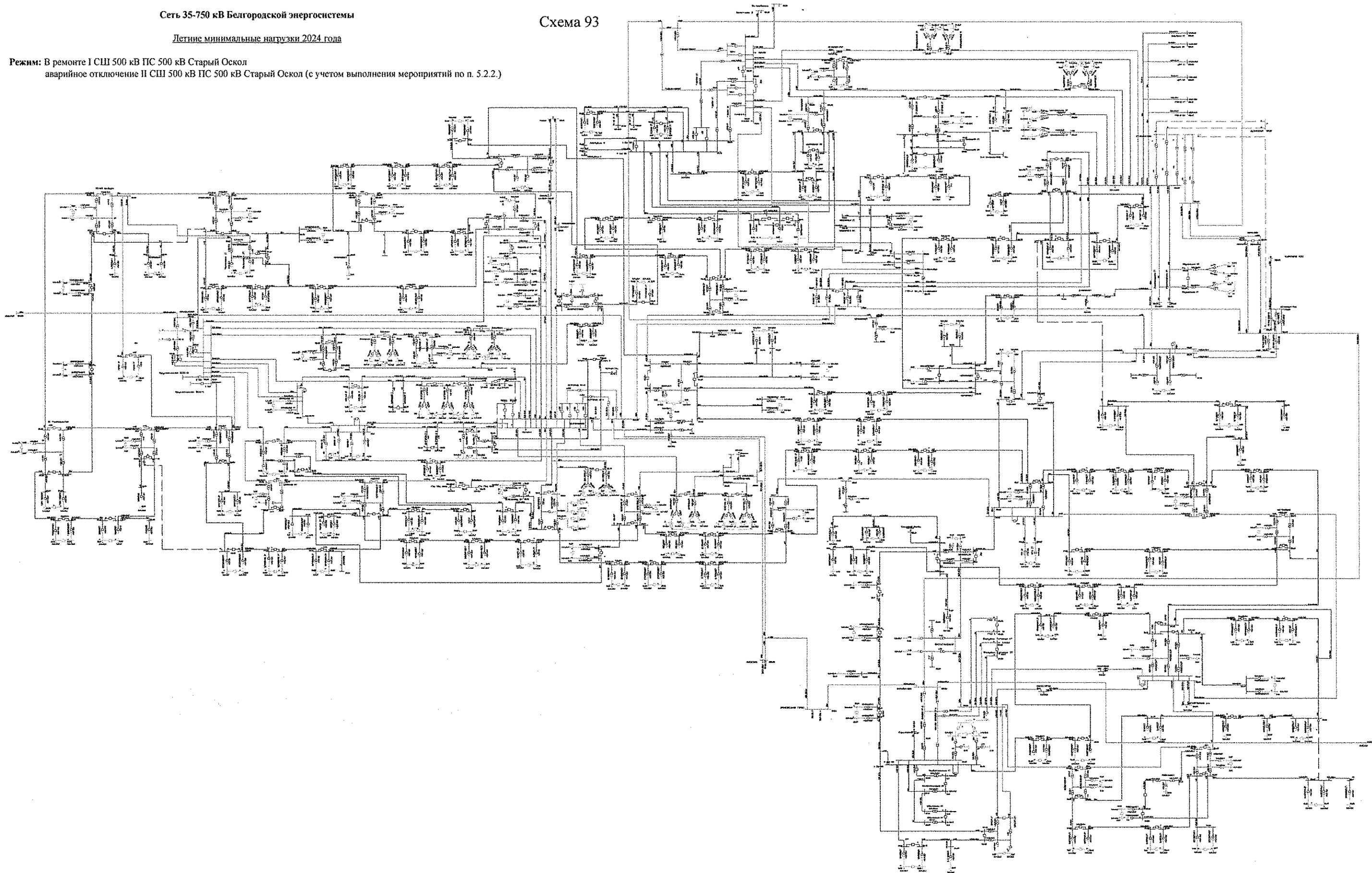
ИЗМ. № 01/2023/01/2023									
ЭЛЕКТРОСХЕМА									
№ п/п	№	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Содержимое	Стор.	Лист	Всего
1	1					Исходные данные	1	1	1
2	2					Исходные данные	1	1	1
3	3					Исходные данные	1	1	1
4	4					Исходные данные	1	1	1
5	5					Исходные данные	1	1	1
6	6					Исходные данные	1	1	1
7	7					Исходные данные	1	1	1
8	8					Исходные данные	1	1	1
9	9					Исходные данные	1	1	1
10	10					Исходные данные	1	1	1

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 93

Летние минимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



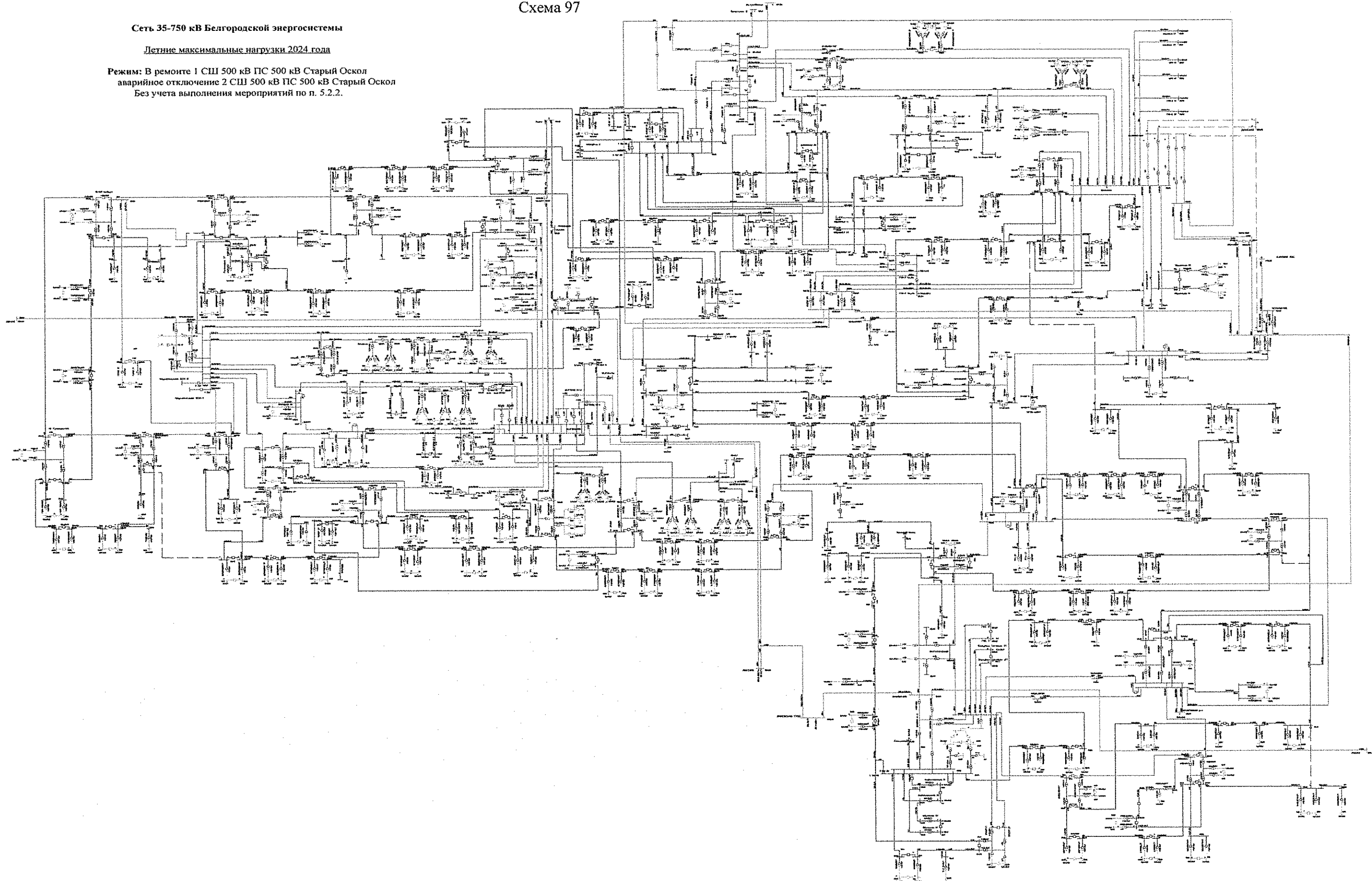
ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ									
Информация об объекте									
№	Имя	Дата	№	Страна	№	№	№	№	№
1	Схема 93	2024	01	Россия	01	01	01	01	01
Содержит информацию об объекте									
Информация об объекте									

Схема 97

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте 1 СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение 2 СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2.



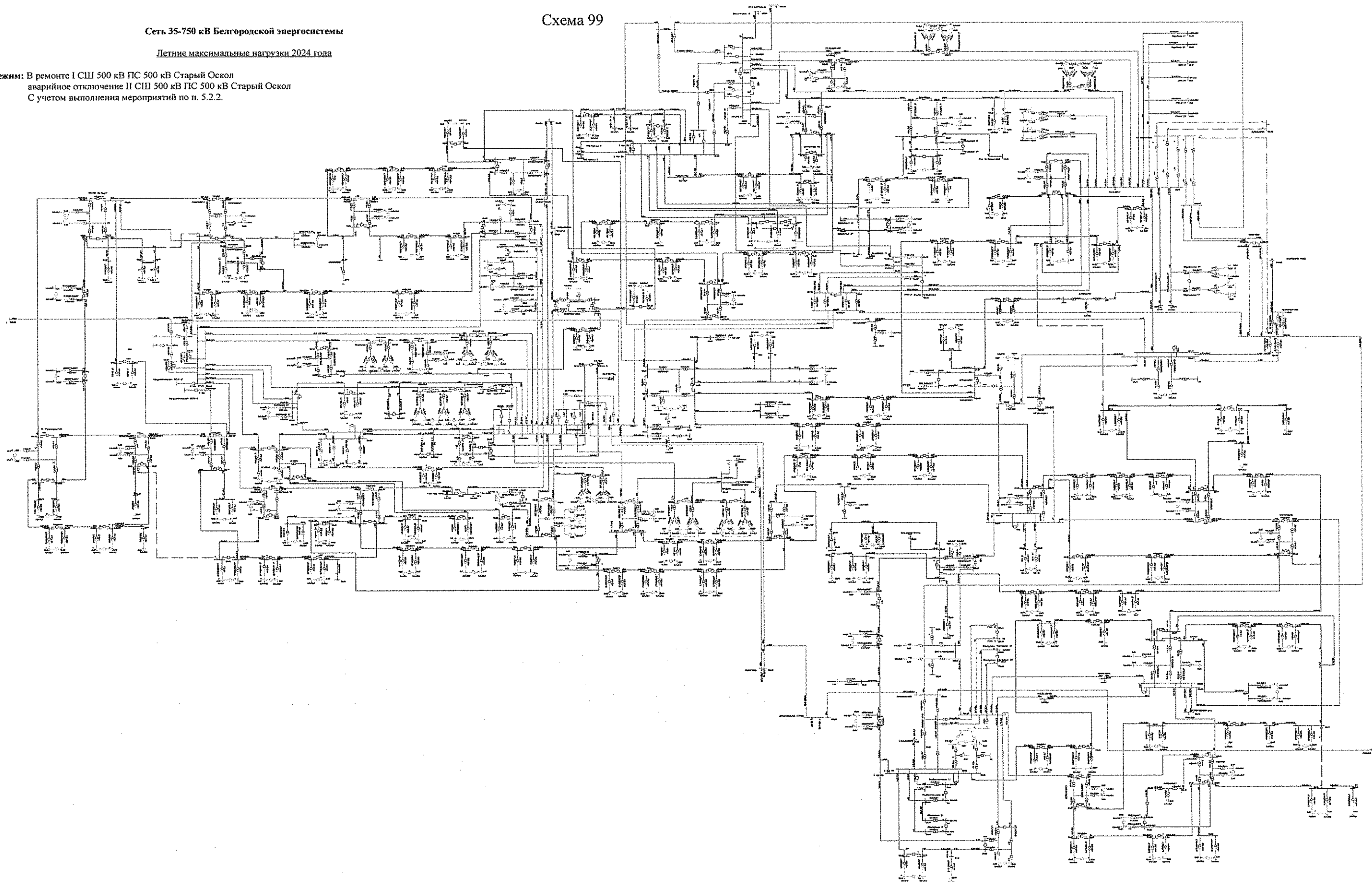
Итого									
№	Имя	Значение	Единица	Тип	Группа	Ссылка	Имя	Значение	Единица
1	Сумма	0	кВ	0	0		Сумма	0	кВ
2	Сумма	0	кВ	0	0		Сумма	0	кВ
3	Сумма	0	кВ	0	0		Сумма	0	кВ

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Летние максимальные нагрузки 2024 года

Схема 99

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
С учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.



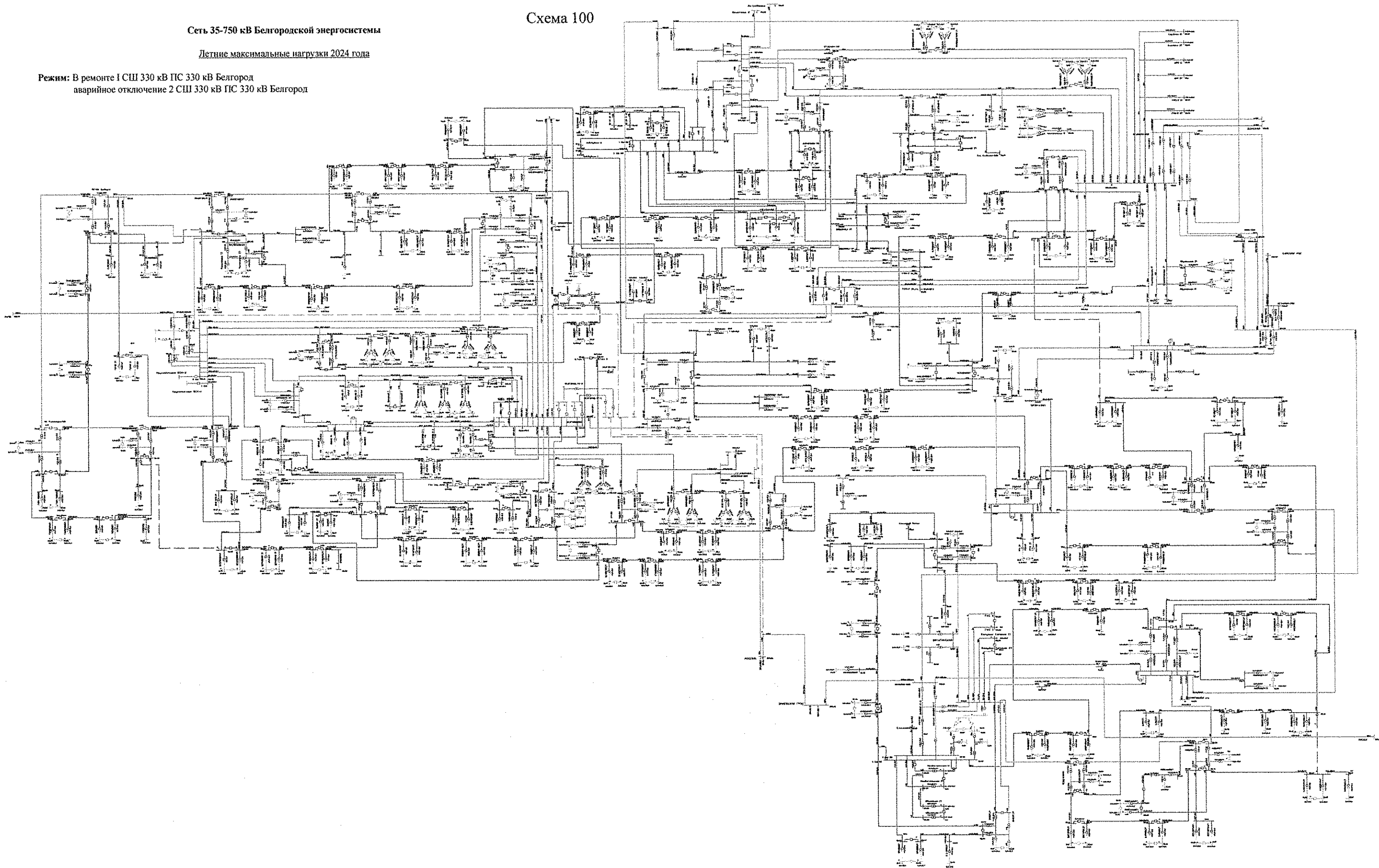
Итого		в том числе		в том числе	
№	Итого	№	Итого	№	Итого
1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2
3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4
5	5	5	5	5	5
6	6	6	6	6	6
7	7	7	7	7	7
8	8	8	8	8	8
9	9	9	9	9	9
10	10	10	10	10	10
11	11	11	11	11	11
12	12	12	12	12	12
13	13	13	13	13	13
14	14	14	14	14	14
15	15	15	15	15	15
16	16	16	16	16	16
17	17	17	17	17	17
18	18	18	18	18	18
19	19	19	19	19	19
20	20	20	20	20	20
21	21	21	21	21	21
22	22	22	22	22	22
23	23	23	23	23	23
24	24	24	24	24	24
25	25	25	25	25	25
26	26	26	26	26	26
27	27	27	27	27	27
28	28	28	28	28	28
29	29	29	29	29	29
30	30	30	30	30	30
31	31	31	31	31	31
32	32	32	32	32	32
33	33	33	33	33	33
34	34	34	34	34	34
35	35	35	35	35	35
36	36	36	36	36	36
37	37	37	37	37	37
38	38	38	38	38	38
39	39	39	39	39	39
40	40	40	40	40	40
41	41	41	41	41	41
42	42	42	42	42	42
43	43	43	43	43	43
44	44	44	44	44	44
45	45	45	45	45	45
46	46	46	46	46	46
47	47	47	47	47	47
48	48	48	48	48	48
49	49	49	49	49	49
50	50	50	50	50	50
51	51	51	51	51	51
52	52	52	52	52	52
53	53	53	53	53	53
54	54	54	54	54	54
55	55	55	55	55	55
56	56	56	56	56	56
57	57	57	57	57	57
58	58	58	58	58	58
59	59	59	59	59	59
60	60	60	60	60	60
61	61	61	61	61	61
62	62	62	62	62	62
63	63	63	63	63	63
64	64	64	64	64	64
65	65	65	65	65	65
66	66	66	66	66	66
67	67	67	67	67	67
68	68	68	68	68	68
69	69	69	69	69	69
70	70	70	70	70	70
71	71	71	71	71	71
72	72	72	72	72	72
73	73	73	73	73	73
74	74	74	74	74	74
75	75	75	75	75	75
76	76	76	76	76	76
77	77	77	77	77	77
78	78	78	78	78	78
79	79	79	79	79	79
80	80	80	80	80	80
81	81	81	81	81	81
82	82	82	82	82	82
83	83	83	83	83	83
84	84	84	84	84	84
85	85	85	85	85	85
86	86	86	86	86	86
87	87	87	87	87	87
88	88	88	88	88	88
89	89	89	89	89	89
90	90	90	90	90	90
91	91	91	91	91	91
92	92	92	92	92	92
93	93	93	93	93	93
94	94	94	94	94	94
95	95	95	95	95	95
96	96	96	96	96	96
97	97	97	97	97	97
98	98	98	98	98	98
99	99	99	99	99	99
100	100	100	100	100	100

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 100

Летние максимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



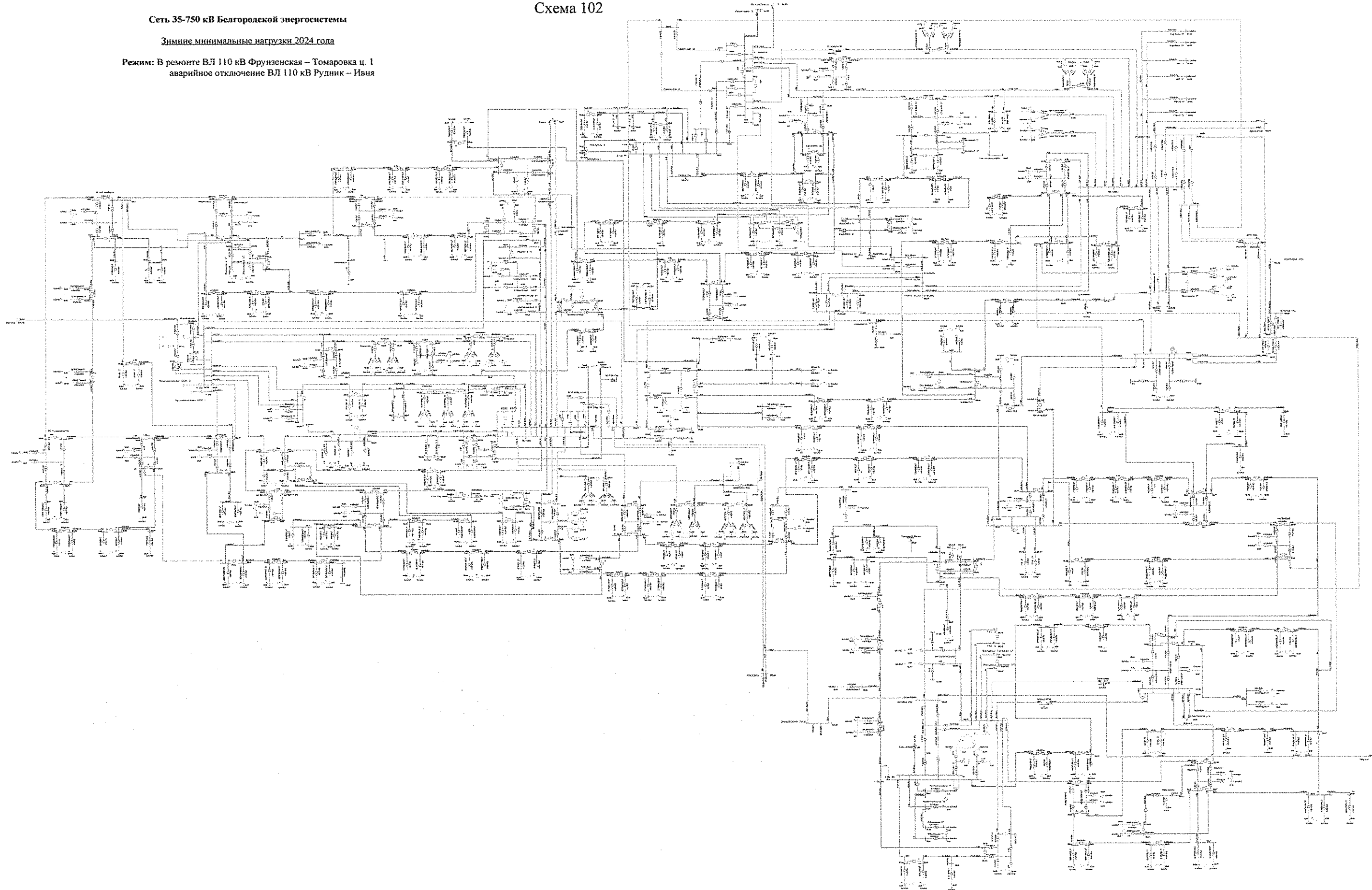
Информация об объекте									
№	Наименование	Содержание	Дата	Статус	Исполнитель	Проверенный	Дата	Исполнитель	Проверенный
1	Схема 100	Схема 100	2024	Актуально	И.И. Иванов	С.С. Сидоров	2024	И.И. Иванов	С.С. Сидоров
2	Лист 100/1	Лист 100/1	2024	Актуально	И.И. Иванов	С.С. Сидоров	2024	И.И. Иванов	С.С. Сидоров
3	Лист 100/2	Лист 100/2	2024	Актуально	И.И. Иванов	С.С. Сидоров	2024	И.И. Иванов	С.С. Сидоров
4	Лист 100/3	Лист 100/3	2024	Актуально	И.И. Иванов	С.С. Сидоров	2024	И.И. Иванов	С.С. Сидоров
5	Лист 100/4	Лист 100/4	2024	Актуально	И.И. Иванов	С.С. Сидоров	2024	И.И. Иванов	С.С. Сидоров

Схема 102

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние минимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



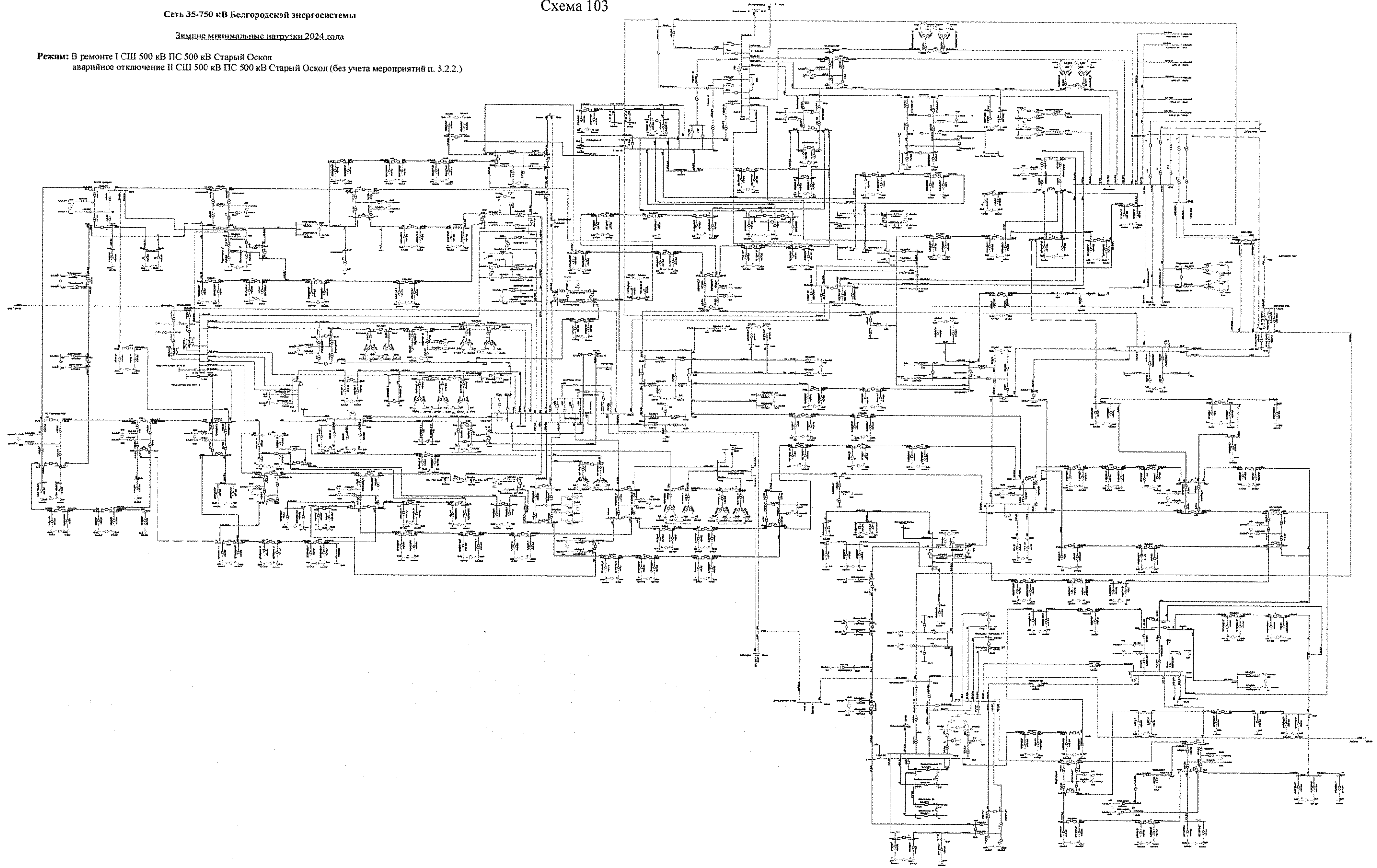
350-001-2024-01-01									
Белгородская энергосистема									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 103

Зимние минимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (без учета мероприятий п. 5.2.2.)



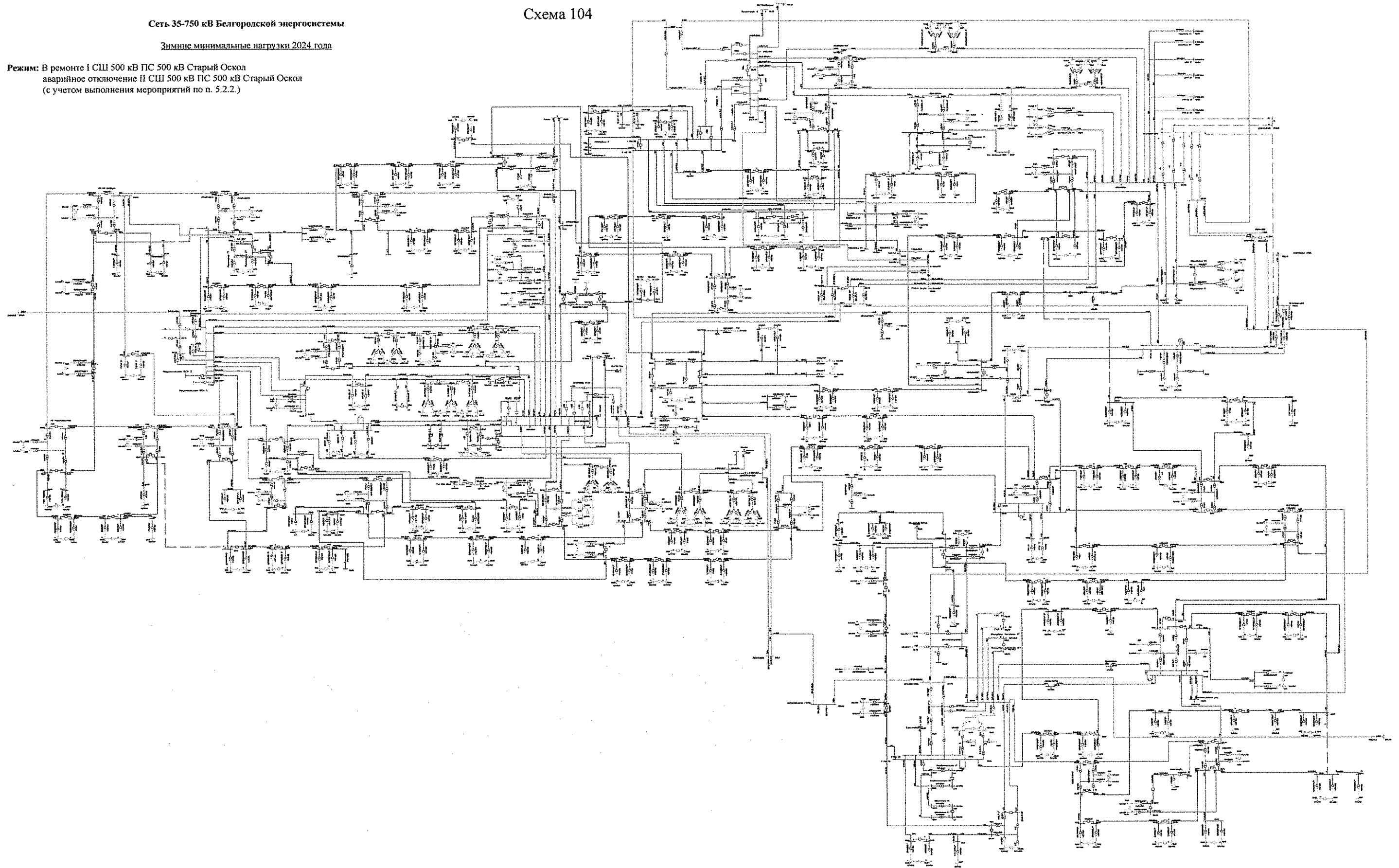
ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ				
№ документа	Дата	Исполнитель	Проверенный	Согласованный
Содержание документа				
Схема 103				
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы				
Зимние минимальные нагрузки 2024 года				
Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (без учета мероприятий п. 5.2.2.)				

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 104

Зимние минимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(с учетом выполнения мероприятий по п. 5.2.2.)



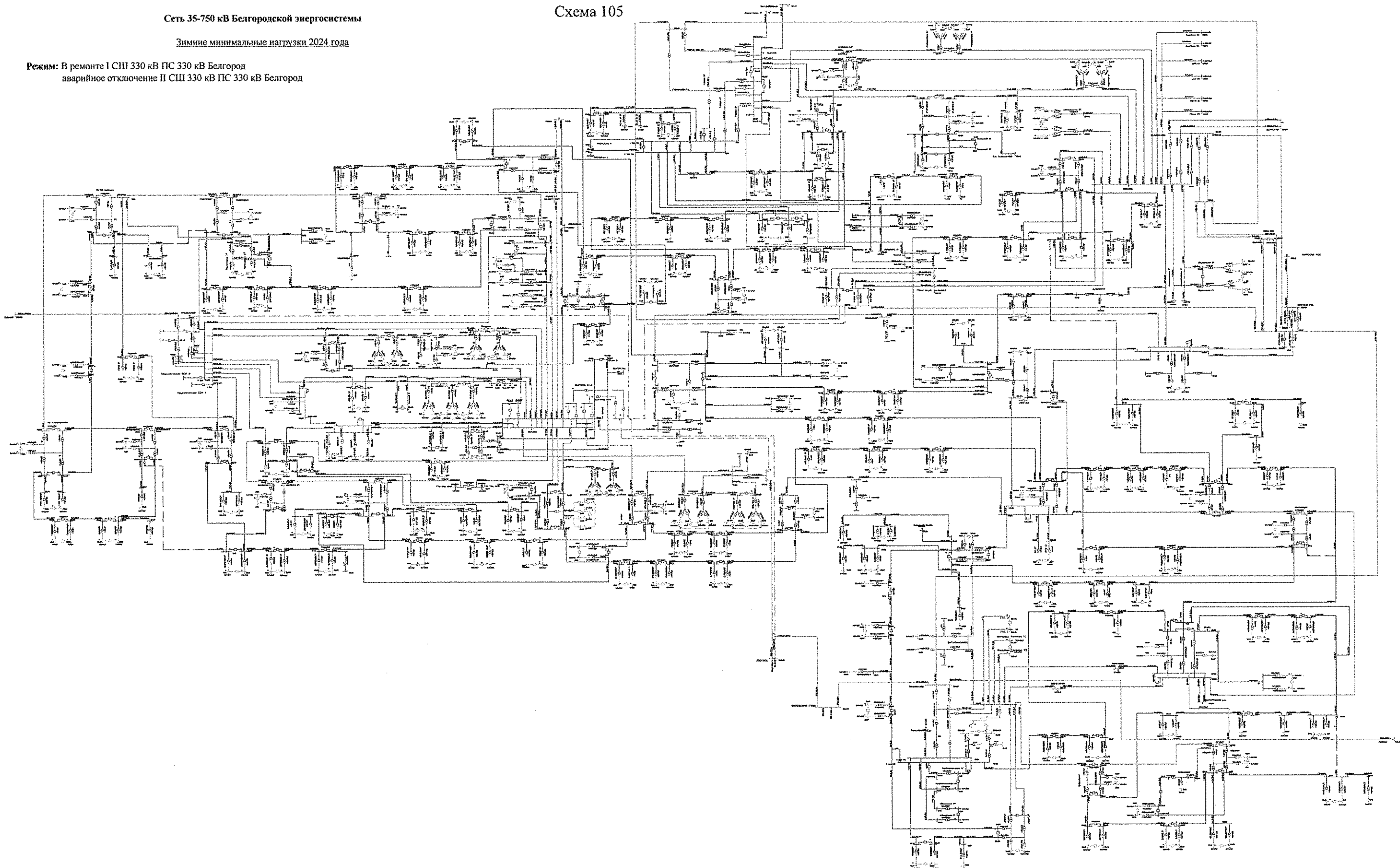
310 СЭП-2000/2024.01/1									
Акционерное общество									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 105

Зимние минимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



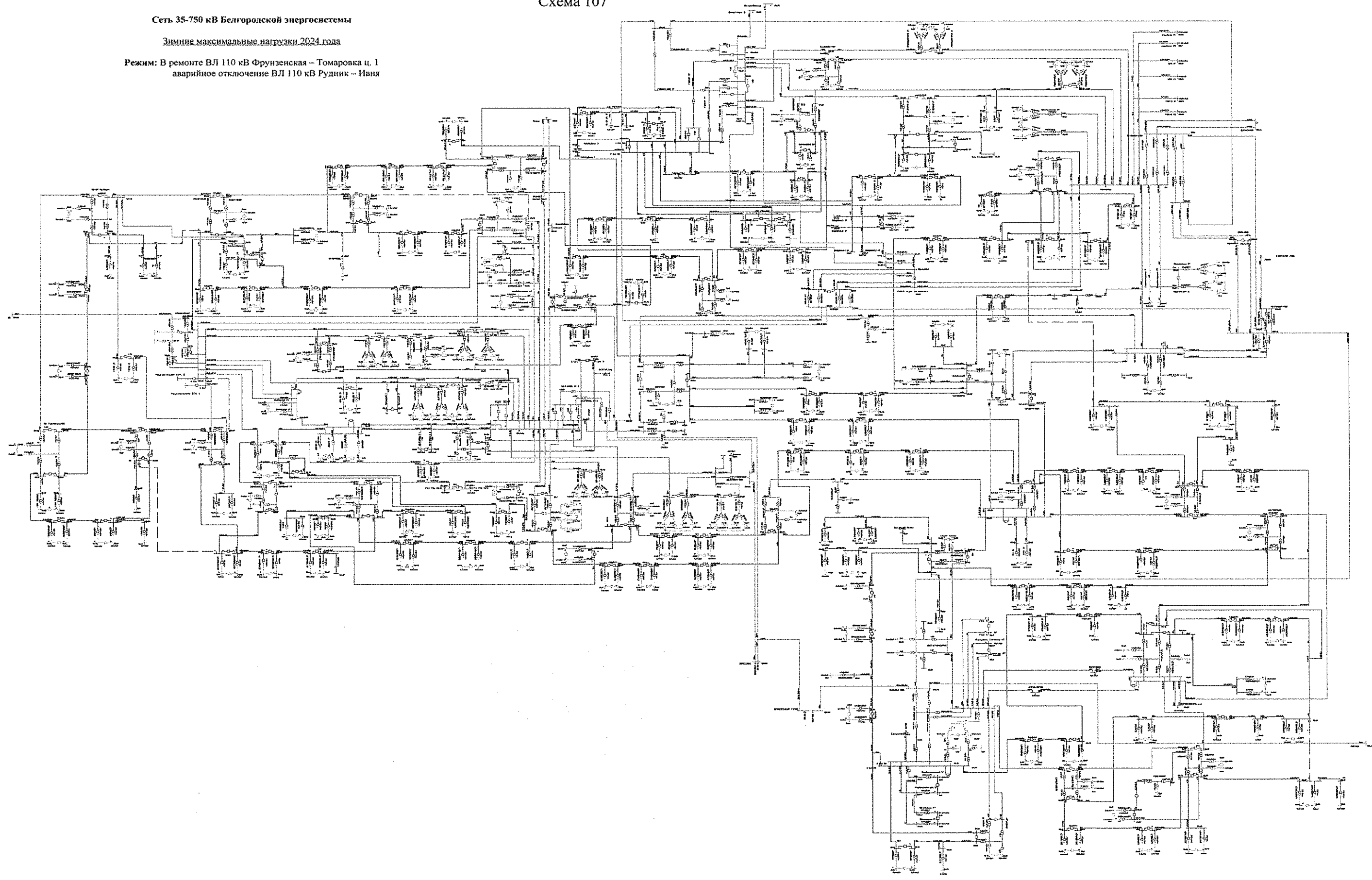
Белгородская энергосистема									
№	Имя	№	Имя	№	Имя	№	Имя	№	Имя
1	Создан	2	Изменен	3	Удален	4	Создан	5	Изменен
6	Удален	7	Создан	8	Изменен	9	Удален	10	Создан

Схема 107

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка ц. 1
аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



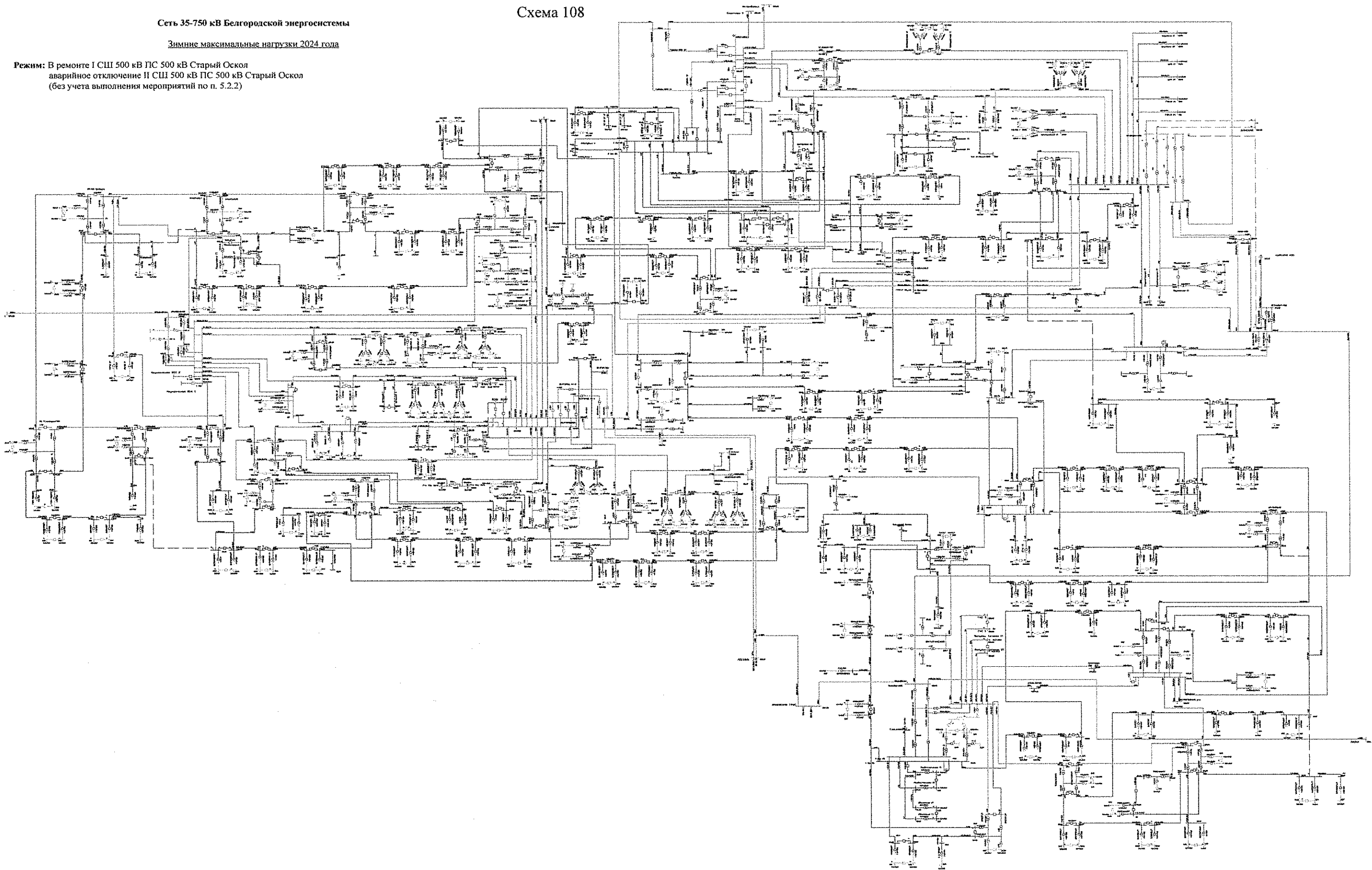
ИЗМЕНЕНИЯ										
История изменений										
№	Датум	Исполнитель	Содержание	№	Датум	Исполнитель	Содержание	№	Датум	Исполнитель
1	12.01.2024	И.И. Иванов	Создание схемы	1	12.01.2024	И.И. Иванов	Создание схемы	1	12.01.2024	И.И. Иванов
2	15.01.2024	С.С. Сидоров	Внесение изменений	2	15.01.2024	С.С. Сидоров	Внесение изменений	2	15.01.2024	С.С. Сидоров
3	20.01.2024	А.А. Петров	Проверка	3	20.01.2024	А.А. Петров	Проверка	3	20.01.2024	А.А. Петров

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Схема 108

Зимние максимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
(без учета выполнения мероприятий по п. 5.2.2)



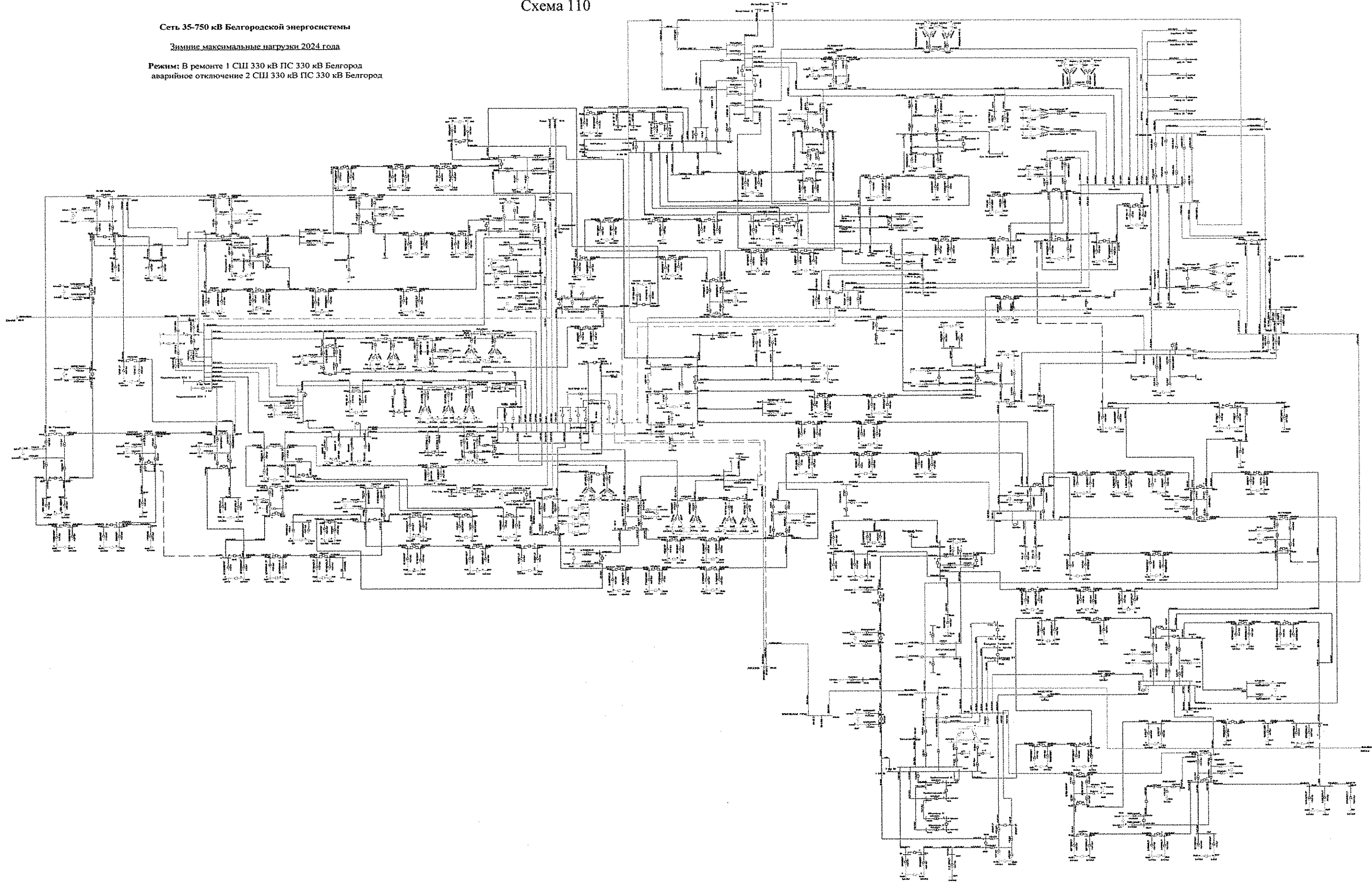
ИЭЭ СКЭП. 2023.2024.10-014									
Электроснабжение									
№ п/п	№	№	№	№	№	№	№	№	№
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

Схема 110

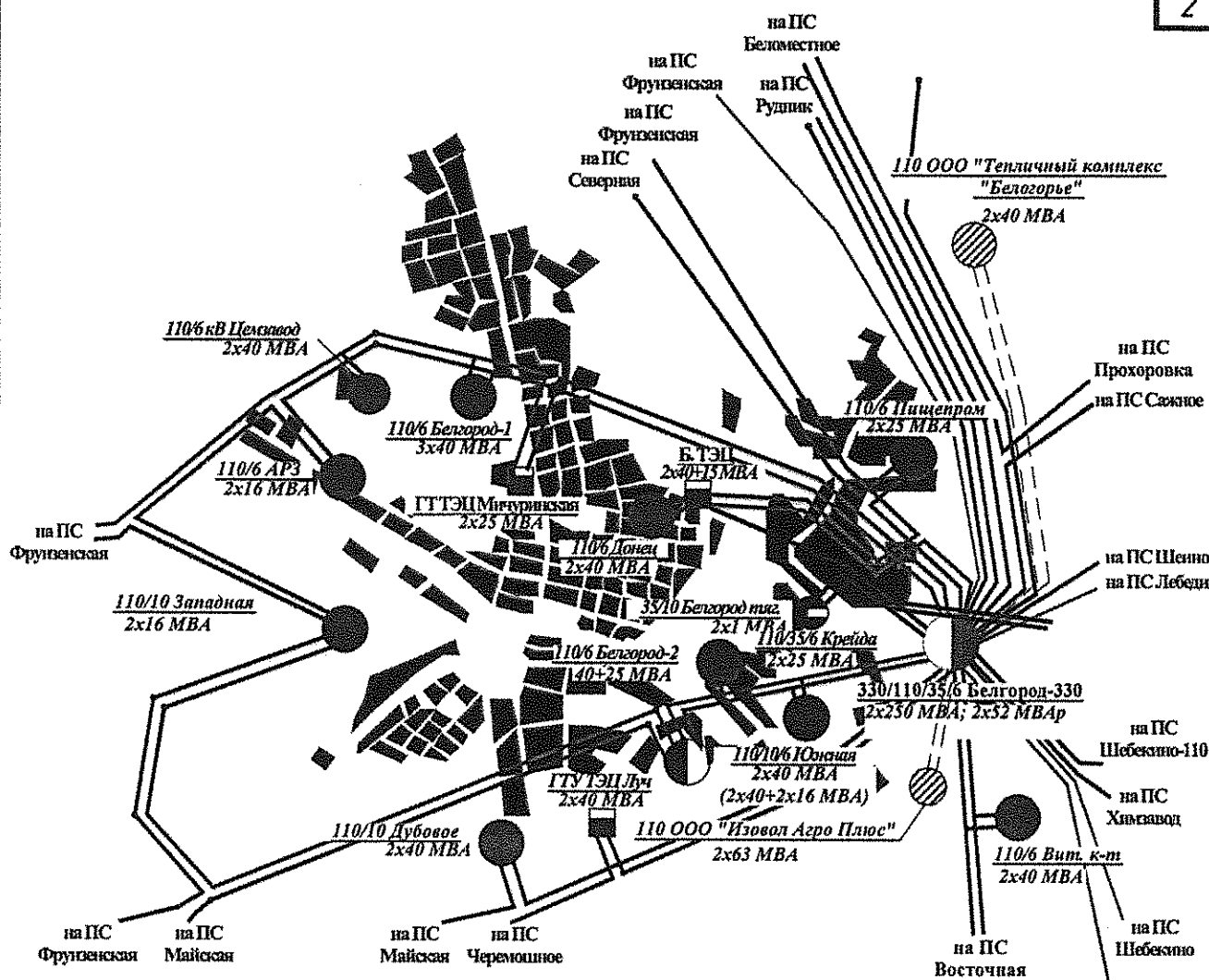
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы

Зимние максимальные нагрузки 2024 года

Режим: В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



ИЗМЕНЕНИЯ									
№	Действие	Дата	Исполнитель	Проверенный	Утвержденный	Содержание	№	Дата	Исполнитель
1	Создан	2024	И.И.И.	П.П.П.	С.С.С.	Исходный вариант	1	2024	И.И.И.
2	Изменен	2024	И.И.И.	П.П.П.	С.С.С.	Дополнение оборудования	2	2024	И.И.И.



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение	
	Действующий	Реконструируемый
ВЛ 330 кВ	—	
ВЛ 110 кВ	—	
ПС 330 кВ	●	◐
ПС 110/35/10-6 кВ	●	◐
Тяговые ПС	⊖	
ТЭЦ	■	

Согласовано

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

3100-СиПР-2020-2024-ХС-2019

Белгородская область

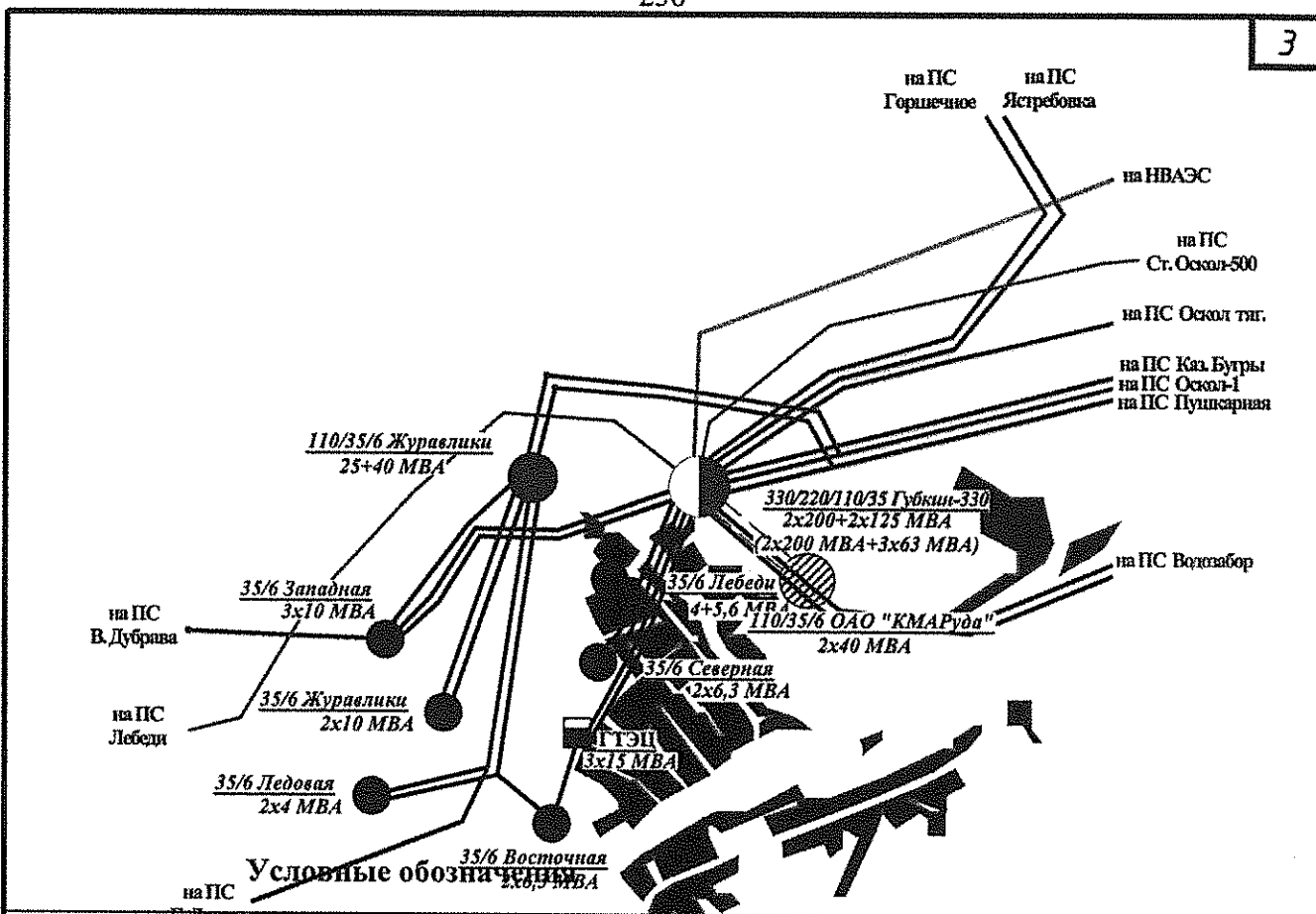
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 - 2024 годы

Стадия	Лист	Листов
П	2	4

Карта-схема Белгородской энергосистемы. Белгородский энергоузел.

Формат А4



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение		
	Действующий	Вводимый	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ	—	—	—
ВЛ 500 кВ	—	—	—
ВЛ 330 кВ	—	—	—
ВЛ 220 кВ	—	—	—
ВЛ 110 кВ	—	—	—
ПС 750 кВ	⊙		
ПС 500 кВ	⊗		⊙
ПС 330 кВ	●		⊙
ПС 110/35/10-6 кВ	●	●	⊙
Тяговые ПС	⊖		
ТЭЦ	■		

Согласовано

Инв. № подл. Подпись и дата. Взам. инв. №

3100-СипР-2020-2024-ХС-2019

Белгородская область

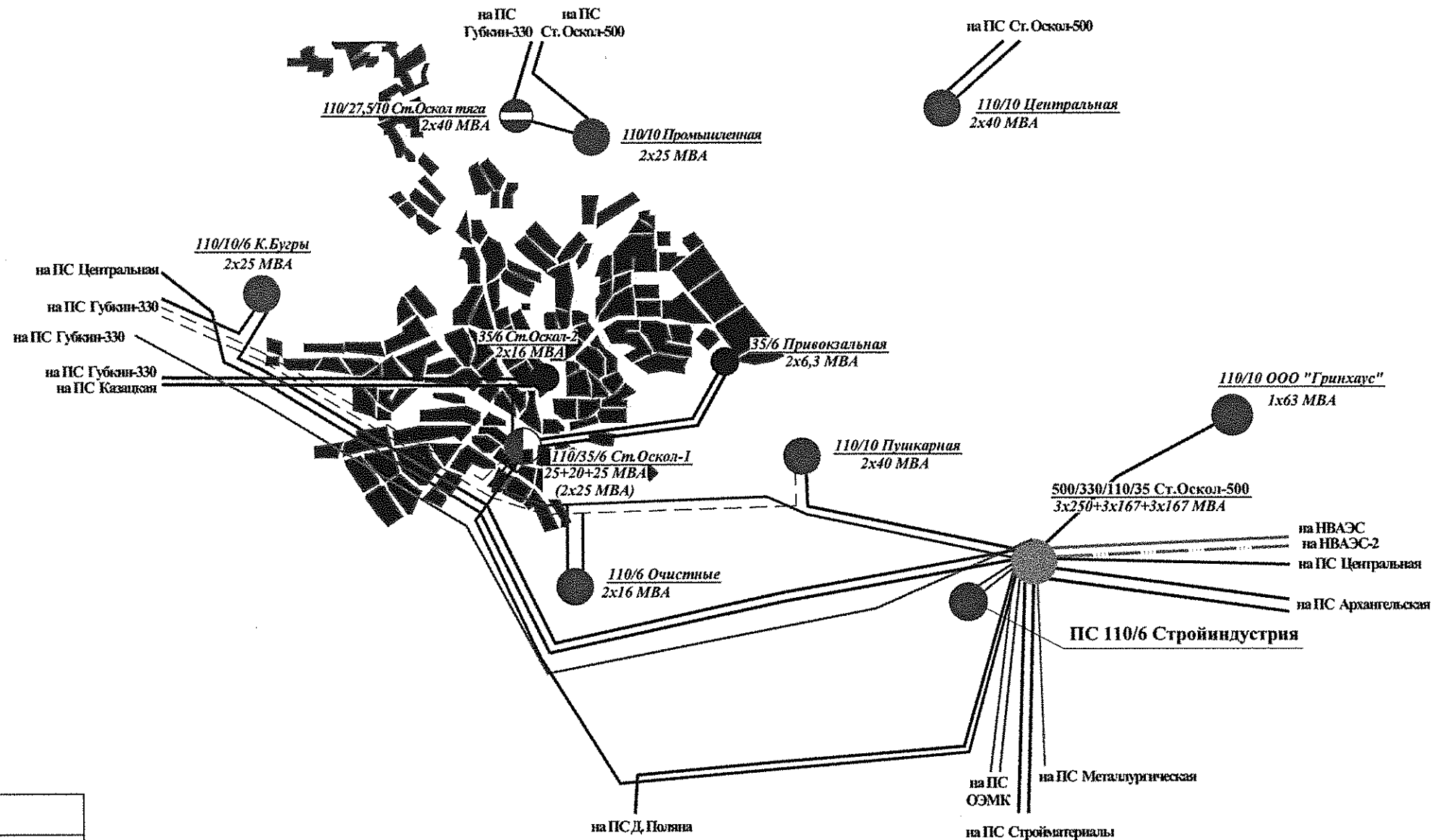
Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата

Схема и программа развития электроэнергетики
Белгородской области на 2020 - 2024 годы

Стадия	Лист	Листов
П	3	4

Карта-схема Белгородской
энергосистемы. Губкинский
энергоузел.

Формат А4



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение		
	Действующий	Вводный	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ	————		
ВЛ 500 кВ	————	-----	
ВЛ 330 кВ	————	-----	
ВЛ 220 кВ	————	-----	
ВЛ 110 кВ	————	-----	-----
ПС 750 кВ	⊙		
ПС 500 кВ	⊙		⊙
ПС 330 кВ	●		●
ПС 110/35/10-6 кВ	●	●	●
Тяговые ПС	⊖		
ТЭЦ	■		

						3100-СИПР-2020-2024-ХС-2019			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 - 2024 годы	Стадия	Лист	Листов
							П	4	4
						Карта-схема Белгородской энергосистемы. Старооскольский энергоузел.			

Согласовано

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№