



РАСПОРЯЖЕНИЕ
ГУБЕРНАТОРА
РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 06.07.2015 № 173

г. Ростов-на-Дону

**Об утверждении схемы
и программы перспективного развития
электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 годы**

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

1. Утвердить схему и программу перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 годы согласно приложению.
2. Распоряжение вступает в силу со дня его официального опубликования.
3. Контроль за исполнением распоряжения возложить на первого заместителя Губернатора Ростовской области Гребенщикова А.А.

Временно исполняющий обязанности
Губернатора Ростовской области



В.Ю. Голубев

Распоряжение вносит
министерство промышленности
и энергетики Ростовской области

СХЕМА И ПРОГРАММА
перспективного развития электроэнергетики
Ростовской области на 2015 – 2019 годы

1. Анализ функционирования энергосистемы Ростовской области
в 2010 – 2014 годах. Прогноз электропотребления и развитие
генерирующих источников в период до 2019 года.

1.1. Введение

Ростовская энергосистема осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Ростовской области и входит в состав Объединенной энергосистемы Юга.

Ростовская энергосистема территориально включает в себя (по состоянию на 1 января 2015 г.):

электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется, в основном, филиалом ОАО «МРСК Юга – «Ростовэнерго» и ОАО «Донэнерго»;

электрические сети напряжением 220-500 кВ эксплуатируются филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга;

электрические станции суммарной мощностью 5966,8 МВт, в том числе:

Ростовская АЭС – электростанция ОАО «Концерн Росэнергоатом»;

Новочеркасская ГРЭС – электростанция ОАО «ОГК-2»;

Цимлянская ГЭС – ОАО «ЛУКОЙЛ – Экоэнерго»;

Ростовская ТЭЦ-2 – ОАО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»;

Волгодонская ТЭЦ-2 – ОАО «ЛУКОЙЛ – Ростовэнерго»;

электростанции других собственников – Экспериментальная ТЭС, Новочеркасская ГТ – ТЭЦ, ТЭЦ завода «Ростсельмаш» и Шахтинская ГТЭС.

Основной задачей работы является разработка информационной базы для формирования инвестиционных программ и планов капитального строительства электросетевых объектов и их проектирования с учетом последующего развития электрических сетей в период до 2020 года.

За отчетный в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 годы» принят 2014 год, в качестве расчетного – 2019 год.

При разработке «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 годы» использованы следующие материалы:

отчетные данные ОДУ Юга, Ростовского РДУ, филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» о схеме и режимах работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше;

проект «Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы»;

«Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2014 – 2019 годы»;

проработки по перспективному развитию электрических сетей отдельных районов и узлов энергосистемы, выполненные в предшествующий период.

1.2. Общая характеристика Ростовской области

Ростовская область находится в южной части Восточно-Европейской равнины и частично в Северо-Кавказском регионе, занимая обширную территорию в речном бассейне Нижнего Дона.

Площадь Ростовской области составляет 100,8 тыс. кв. километров. Население на 1 января 2014 г. – 4245,5 тыс. человек, в том числе 2878,4 тыс. человек – городское и 1367,1 тыс. человек – сельское. Административный центр области и Южного федерального округа Российской Федерации – город Ростов-на-Дону с населением 1109,8 тыс. человек.

Наиболее крупные города: Таганрог – 253,6 тыс. человек, Шахты – 237,4 тыс. человек, Новочеркасск – 173,4 тыс. человек и Волгодонск – 170,1 тыс. человек. Территория области поделена на 43 сельских административных района.

Минеральное сырье включает группу топливно-энергетических ресурсов. Ростовская область является основной угольной сырьевой базой Северо-Кавказского экономического региона. В области имеется более 6,5 млрд. тонн разведанных балансовых запасов угля. Резерв детально разведанных участков с запасами составляет более 1,5 млрд. тонн угля для строительства новых шахт. Доля антрацитов в общих запасах угля – более 90 процентов. Утвержденные запасы газа составляют 54 млрд. кубических метров. Всего в области открыто и разведано 18 газовых месторождений и 2 газонефтяных, из которых 9 находятся в эксплуатации с остатком запасов около 16,3 млрд. кубических метров. Разрабатываются месторождения нерудного сырья для металлургии и производства строительных материалов.

По объемам ВРП область входит в число первых 15 регионов России. Наибольший вклад в формирование ВРП области вносят промышленность, торговля и общепит, сельское хозяйство, транспорт и связь, строительство. Около 1/4 валового регионального продукта создается в промышленном секторе.

В 2013 году в Ростовской области объем валового регионального продукта увеличился по сравнению с 2012 годом на 3,1 процента, промышленного

производства – на 4,4 процента. Введено в эксплуатацию 2133,6 тыс. кв. метров жилья, или 107,5 процента к уровню 2012 года. Намолочено 6,8 млн. тонн зерна, что на 7,3 процента больше, чем годом ранее, и 814 тыс. тонн подсолнечника – на 0,8 процента больше.

Ведущее место в отраслевой структуре промышленности занимают топливно-энергетическая, машиностроительная и пищевая отрасли, предприятиями которых производится 80 процентов продукции. Кроме того, в области развита черная и цветная металлургия, химическая и нефтехимическая, лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная, легкая промышленность, стройиндустрия.

Ростовская область – один из крупнейших сельскохозяйственных регионов России. Доля региона в общей площади сельхозугодий страны составляет 3,9 процента. По площади сельхозугодий и площади посевов зерновых культур область занимает 2-е место в Российской Федерации, по плодородию пашни – 10-е место среди других субъектов Российской Федерации.

Более 65 процентов валовой продукции сельского хозяйства области производится в отрасли растениеводства, также развиты животноводство, садоводство, виноградарство, рыбоводство.

В последние годы в Ростовской области был реализован ряд крупных инвестиционных проектов.

В 2012 году:

завершено строительство завода по переработке зерновых и зернобобовых культур (ячмень, пшеница, горох) ООО «Агрофирма «Целина» в Целинском районе;

в Сальском районе построен завод по производству плодоовощных консервов ООО «ПродРесурс»;

в Миллеровском районе открыт молочный цех ООО «Молзаготпромторг» Миллеровского СПО;

в Мясниковском районе закончили строительство убойного цеха ИП Корманукян С.Х, мощность которого 12 тыс. голов крупного рогатого скота в год или 24 тыс. голов свиней;

на ОАО «Каменскволокно» в городе Каменск-Шахтинском запущена линия производства высокопрочных полиолефиновых пленочных нитей мощностью 3800 тонн в год;

ОАО «Птицефабрика Белокалитвинская» завершила реконструкцию и модернизацию птицефабрики с увеличением мощности до 145 млн. яиц, среднегодового поголовья кур-несушек 500 тыс. голов;

в Таганроге объединение «Лемакс» реализовало проект «Автоматизация и роботизация завода по производству бытового газового оборудования» (запущена автоматизированная линия по металлообработке);

в Ростове-на-Дону на пересечении проспектов Нагибина и Ленина построен ТРЦ РИО общей площадью 100 тыс. кв. метров, на набережной реки Дон (улица Береговая, 8) начал свою работу бизнес-центр класса «А» «Риверсайд-Дон» общей площадью 23550 квадратных метров, в рамках

реализации стратегической программы развития до 2015 года компании «Рельеф-Центр» был открыт новый филиал в Ростове-на-Дону (складской комплекс канцелярских товаров площадью 2,5 тыс. кв. метра, рассчитанный на хранение и обработку до 10 тыс. товарных позиций);

на Таганрогском заводе «Прибой» (входит в концерн «Океанприбор») состоялось открытие нового сборочно-монтажного производства площадью 2000 кв. метров;

в городе Белая Калитва ООО «Аэроалюминий» ввело в эксплуатацию линию анодирования алюминиевого профиля.

В 2013 году:

ОАО «НПП КП «Квант» в городе Ростове-на-Дону создало высокотехнологическое производство по изготовлению информационно-телекоммуникационных комплексов спутниковой навигации ГЛОНАСС/GPS/Galileo;

ООО «Зельгрос» и ООО «Зельгрос Иммобилиен» построили центр мелкооптовой торговли компании SELGROS Cash & Carry в городе Ростове-на-Дону (расположен на пересечении улиц Малиновского и 1-го Машиностроительного переулка);

ООО «НПО Горизонт» построило всесезонный крытый аквапарк общей площадью 2500 квадратных метров в городе Ростове-на-Дону (расположен рядом с ТРК «Мегацентр Горизонт»);

ОАО «Тагмет» построило дуговую сталеплавильную печь ДСП-135 производительностью 950 тыс. тонн в год в городе Таганроге;

ООО «Гардиан Стекло Ростов» ввело в эксплуатацию завод по производству листового стекла производительностью 800 тонн в сутки (заявленная нагрузка – 12 МВт) в Красносулинской промышленной зоне;

ООО «Пищекомбинат «Донской» построило производственно-логистический центр в Кагальницком районе;

ООО «Ирдон» (входит в группу компаний «Евродон») ввело в эксплуатацию предприятие по строительству быстровозводимых железобетонных зданий производственной мощностью до 150 тыс. кв. метров жилья в год в Октябрьском районе;

ООО УК «Фабрика овощей» (ООО «ТК «Ростовский») построило тепличный комплекс площадью 16 гектаров для производства овощей и зеленых культур в Вареновском поселении Неклиновского района (заявленная нагрузка – 1 МВт);

ООО «Евродон» (ООО «Донстар») ввело в эксплуатацию промышленный комплекс по выращиванию утки мощностью 20 тыс. тонн мяса утки в живом весе в год в Миллеровском районе (заявленная нагрузка – 6,2 МВт);

ОАО «Инпром Эстейт» построило торгово-развлекательный центр «Мармелад» в городе Таганроге (заявленная нагрузка – 6 МВт);

ЗАО «Тандер» построило гипермаркеты «Магнит» в городах: Ростов-на-Дону, Азов и Сальск;

ООО «НИКА МОТОРС ЮГ» ввело в эксплуатацию сервисно-технический центр по продаже, гарантийному и послегарантийному обслуживанию, а также ремонту автомобилей марки «Тойота» и «Лексус» в Аксайском районе;

ООО «Юнион» ввело в эксплуатацию центр по продаже, гарантийному обслуживанию и ремонту автомобилей марки «Хонда» в городе Таганроге;

в Аксайском районе введена в эксплуатацию «Кондитерская фабрика «Мишкино» (заявленная нагрузка – 2 МВт) мощностью 165 тонн изделий в сутки;

в Азове налажено сборочное производство станкостроительной компании «МТЕ КОВОСВИТ МАС»;

ООО «Кэн-Пак» запустило завод по производству алюминиевых банок для напитков мощностью 1 млрд. единиц упаковки в год в Новочеркасске;

Группа компаний STiS завершила строительство своего завода по производству стеклопакетов производительностью на начальном этапе его работы — до 60000 кв. метров стеклопакетов в месяц в городе Батайске:

третья очередь стекольного завода фирмы «Аквис» с доведением общей мощности завода до 1,1 млрд. бутылок в год в городе Новочеркасске.

В 2014 году:

ООО «Славяне» завершили строительство гостиницы бизнес-класса «Mercure» в г. Ростове-на-Дону на углу улицы Серафимовича и проспекта Ворошиловского на 89 номеров. Категория отеля «4 звезды» (заявленная нагрузка – 2,6 МВт).

ООО «Гостиница «Эрмитаж» и ООО ТК «Лагуна» завершили строительство гостиницы «Дон Кихот» на 87 номеров в городе Ростове-на-Дону на земельном участке, расположенном по адресу: улица Ульяновская, 58.

1.3. Анализ существующего состояния энергосистемы Ростовской области

Энергосистема Ростовской области является одной из крупнейших энергосистем на юге России. По установленной мощности электростанций и выработке электроэнергии она занимает первое место, по величине потребления электроэнергии – третье место после энергосистем Краснодарского края и Волгоградской области.

Производство электроэнергии на территории Ростовской области осуществляется электростанциями генерирующих компаний: ОАО «ОГК-2», ОАО «Концерн Росэнергоатом», ООО «Лукойл-Ростовэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», ООО «Группа Мегаполис», группа компаний «МЕЧЕЛ», ОАО «ГТ Энерго», а также другими собственниками, обеспечивающими потребности собственных предприятий.

Электрические сети напряжением 220 кВ и выше являются составной частью Единой национальной электрической сети и принадлежат ОАО «ФСК ЕЭС». Эксплуатация этих сетей на территории Ростовской области осуществляется Ростовским предприятием филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга.

Распределительная сеть напряжением 110 кВ, в основном, принадлежит филиалу ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», ее эксплуатация осуществляется производственными отделениями филиала: ПО «Центральные электрические сети», ПО «Юго-западные электрические сети», ПО «Западные электрические сети», ПО «Южные электрические сети», ПО «Юго-восточные электрические сети», ПО «Восточные электрические сети», ПО «Северо-восточные электрические сети» и ПО «Северные электрические сети».

Сбыт электроэнергии на территории Ростовской области осуществляется следующими энергосбытовыми компаниями: ОАО «Энергосбыт Ростовэнерго», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Энергосбытовая компания «Восток», ООО «Гарант Энерго», ООО «Дизаж М», ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО», ООО «Русэнергоресурс», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «МагнитЭнерго», ООО «Центрэнерго», ООО «ЭнергоЭффективность», ООО «ЭПМ-Энерго», ОАО «Оборонэнергосбыт», ЗАО «Инжиниринговая компания «АЭМ-технологии».

1.3.1. Динамика и структура потребления электроэнергии и электрические нагрузки

Электропотребление на территории Ростовской области в 2014 году составило 17849,6 млн. киловатт-часа. По сравнению с 2013 годом увеличение электропотребления составило 602,1 млн. киловатт-часа или 3,5 процента.

Собственный максимум нагрузки Ростовской энергосистемы в 2014 году был зафиксирован 4 декабря в 18 часов и составил 3024 мегаватт. По сравнению с 2013 годом собственный максимум нагрузки энергосистемы увеличился на 167 мегаватт или на 5,8 процента. Число часов использования собственного максимума нагрузки в Ростовской энергосистеме в 2014 году составило 5903. Динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования в 2009 – 2014 годах приведена в таблице № 1.

Таблица № 1

Динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования в 2009 – 2014 годах

№ п/п	Наименование	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление (млн. киловатт-часов)	16651	17034	17429	17247	17850
2.	Темп роста (процентов)	6,4	2,3	2,3	-1,0	3,5
3.	Собственный максимум нагрузки (мегаватт)	2816	2859	3115	2857	3024
4.	Темп роста (процентов)	2,7	1,5	9,0	-8,3	5,8
5.	Число часов использования максимума нагрузки (часов)	5913	5958	5595	6037	5903

Структура электропотребления на территории Ростовской области в 2013 – 2014 годах приведена в таблице № 2.

Таблица № 2

Структура электропотребления
на территории Ростовской области в 2013 – 2014 годах

№ п/п	Направления отпуска электрической энергии по видам экономической деятельности потребителей (по ОКВЭД), категориям потребителей	2013 год		2014 год	
		(млн. киловатт- часов)	(процен- тов)	(млн. киловатт- часов)	(процен- тов)
1	2	3	4	5	6
1.	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	366,9	2,1	318,3	1,8
2.	Рыболовство, рыбоводство, производство и предоставление услуг в этих областях	18,6	0,1	17,5	0,1
3.	Добыча полезных ископаемых	338,4	2,0	294,3	1,6
4.	Обрабатывающие производства	2795,9	16,2	2991,1	16,8
5.	Производство кокса, нефтепродуктов и ядерных материалов	46,7	0,3	51,2	0,3
6.	Химическое производство	177,4	1,0	134,7	0,8
7.	Металлургическое производство	1389,4	8,1	1445,1	8,1
8.	Производство машин и оборудования	142,2	0,8	116,1	0,7
9.	Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	–	–	–	–
10.	Производство транспортных средств и оборудования	130,1	0,8	129,7	0,7
11.	Деревообработка, производство картона, бумаги и целлюлозы	30,0	0,2	28,8	0,2
12.	Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	3060,1	17,7	3201,2	17,9

1	2	3	4	5	6
13.	Данные сбытовых организаций по указанному виду деятельности	825,7	4,8	826,5	4,6
14.	Собственные и производственные нужды сторонних электростанций	1679,8	9,7	1797,1	10,1
15.	Потери электроэнергии в сетях ЕНЭС	554,6	3,2	577,6	3,2
16.	Строительство	158,2	0,9	140,4	0,8
17.	Транспорт и связь	1237,9	7,2	1229,6	6,9
18.	Деятельность железнодорожного транспорта	901,9	5,2	898,9	5,0
19.	Деятельность городского электрического транспорта	38,2	0,2	31,2	0,2
20.	Транспортирование по трубопроводам	151,7	0,9	154,5	0,9
21.	Прочие виды экономической деятельности	6036,4	35,0	6205,8	34,8
22.	Население	3425,5	19,9	3451,5	19,3
23.	Полезный отпуск потребителям, всего	17247,5	100,0	17849,6	100,0

Фактическое потребление электроэнергии рядом крупных предприятий Ростовской области за 2009 – 2013 годы приведено в таблице № 3.

Таблица № 3

ФАКТИЧЕСКОЕ
потребление электроэнергии рядом крупных предприятий Ростовской области за 2009 – 2013 годы

№ п/п	Наименование потребителя	Макси- мальная электричес- кая нагрузка, (мегаватт)	Фактическое потребление электроэнергии (млн. киловатт-часов)				
			2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ЗАО «Алкоа Металлург Рус»	49,0	87,8	121,9	151,6	143,2	131,6
2.	ОАО «ГК «Юг Руси» «Золотая семечка»	16,0	105,8	116,5	127,3	72,6	140,4
3.	ОАО «НПО Новочеркасский электровозостроительный завод»	35,0	100,0	102,9	110,8	130,6	130,1
4.	ОАО «РЖД» (Ростовская область)	150,0	850,5	866,9	905,2	897,5	884,6
5.	ОАО «Росвертол»	22,4	59,0	61,2	66,4	70,5	69,3
6.	ОАО «ТАНТК им. Г.М. Бериева»	13,5	31,2	34,6	30,4	28,0	30,3
7.	ОАО «Шахтоуправление Обуховская»	10,0	64,5	60,4	55,0	50,3	61,6
8.	ООО «ТагАвтоПром»	13,6	52,4	53,1	53,9	39,6	21,2
9.	МУП «Водопроводно-канализационное хозяйство»	21,8	30,3	24,2	21,6	21,4	21,3
10.	МУП «Управление «Водоканал»	25,1	83,8	91,5	79,5	65,3	66,6
11.	ОАО «Донецкая Мануфактура М»	29,0	14,1	15,7	12,0	13,8	16,2
12.	ОАО «Каменскволокно»	7,5	46,5	48,5	55,7	54,5	52,5
13.	ОАО «ТКЗ «Красный Котельщик»	20,6	50,6	51,1	54,0	52,8	48,4

1	2	3	4	5	6	7	8
14.	ОАО ПО «Водоканал»	10,8	246,8	239,7	55,4	52,4	46,0
15.	ООО «Быстрянское шахтостроительное управление»	9,5	9,7	9,4	11,2	12,9	8,6
16.	ООО «Гардиан-Стекло»	12,0	–	–	–	4,8	34,0
17.	ООО «Лукойл-Ростовэнерго»	17,3	22,0	53,8	56,6	49,5	46,5
18.	ООО «Праймери Дон»	8,0	12,7	15,8	16,8	14,9	8,2
19.	ООО «Рускальк»	11,3	17,4	19,5	19,5	19,5	22,2
20.	ООО «Транснефтьсервис С»	18,8	–	111,5	150,3	150	114
21.	Управление эксплуатации групповых водопроводов	8,4	–	–	46,0	60,1	53,7
22.	Филиал «Балтика – Ростов»	2,8	28,0	5,0	26,0	1,8	–
23.	ФКП «Комбинат «Каменский»	25,8	25,9	26,6	27,3	26,4	25,9
24.	ОАО «Новочеркасский завод синтетических продуктов»	3,0	–	10,4	29,9	26,0	10,5
25.	ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», ООО «УК Юг Руси»	3,9	15,9	33,0	32,5	16,1	40,7
26.	ООО «Шахтоуправление Садкинское»	5,0	24,5	24,4	30,6	33,9	28,3
27.	«Ростовский-на-Дону электровозоремонтный завод имени Ленина» филиал ОАО «Желдорремаш»	1,8	5,7	12,3	12,8	13,2	12,8
28.	«Фрито Лей Мануфактуринг»	1,7	0,7	8,9	11,5	11,8	14,6
29.	ООО «ЦОФ «Шолоховская»	2,0	7,5	8,0	11,3	11,7	6,9
30.	Азовский филиал ФГБУ «Управление Ростовмелиоводхоз»	7,2	16,0	15,0	13,1	15,1	20,9
31.	ВФ ОАО «НИАПЭП» – «Дирекция генерального подрядчика на Ростовской атомной станции»	5,1	–	–	–	11,0	20,7
32.	ЗАО «Корпорация «Глория Джинс»	2,1	14,3	14,7	17,0	19,2	19,0

1	2	3	4	5	6	7	8
33.	ЗАО «Тандер»	0,7	–	–	21,6	25,3	8,4
34.	ЗАО «Пивоварня Москва-Эфес»	1,3	12,1	11,0	9,8	9,7	7,8
35.	ЗАО «Углегорск-Цемент»	4,7	5,3	2,6	5,4	13,7	11,3
36.	ЗАО «Эмпилс»	2,3	16,8	17,6	17,6	15,5	12,9
37.	МКП «Ростгорсвет»	5,6	18,8	18,2	19,4	19,5	25,6
38.	Муниципальное предприятие «Азовводоканал»	2,9	13,5	12,8	12,1	12,0	12,7
39.	МУП «Новочеркасский водоканал»	4,3	11,8	11,6	10,8	10,7	26,3
40.	МУП «Ростовская транспортная компания»	1,4	10,4	10,2	9,5	9,9	9,4
41.	ОАО «Азовский оптико-механический завод»	3,5	12,3	12,1	11,3	10,5	9,0
42.	ОАО «Астон»	3,5	33,7	28,2	6,1	11,2	15,5
43.	ОАО «АФ Приазовская»	1,3	9,6	10,3	9,4	10,5	10,9
44.	ОАО «Аэропорт города Ростова- на-Дону»	0,7	9,4	9,6	10,5	10,6	9,8
45.	ОАО «Гранит»	0,8	10,3	9,4	8,6	9,8	9,7
46.	ОАО «Десятый подшипниковый завод»	1,5	26,6	36,0	35,4	26,2	23,4
47.	ОАО «Донская Водная Компания», Гуковский филиал	3,3	25,5	26,3	25,0	26,3	25,4
48.	ОАО «Донской уголь»	4,0	12,4	14,7	21,5	25,6	24,6
49.	ОАО «Исток»	2,3	19,6	18,0	16,4	15,6	13,3
50.	ОАО «Каменский машзавод»	4,5	13,4	19,1	20,3	3,6	–
51.	ОАО «Донецкий экскаватор»	20,0	–	–	–	–	–
52.	ОАО «Угольная компания «Алмазная»	10,0	–	–	–	–	–
53.	ОАО «Фирма АКТИС»	5,8	33,8	15,9	51,7	66,5	84,4
54.	ОАО «Шахта «Восточная»	4,0	–	26,1	34,6	25,6	7,5
55.	ООО «АШАН»	3,0	10,8	12,4	12,5	12,3	11,6

1	2	3	4	5	6	7	8
56.	ООО «ДНГБ»	3,8	7,9	11,7	14,0	16,5	16,1
57.	ООО «Евродон»	2,9	11,3	20,5	22,1	25,7	27,4
58.	ООО «ИКЕА МОС» (торговля и недвижимость)	5,0	42,0	40,5	38,6	38,9	37,4
59.	ООО «Кока Кола ЭйчБиСиЕвразия»	2,5	11,4	17,6	21,7	22,0	21,9
60.	ООО «Ростовский колбасный завод «ТАВР»	3,4	12,1	12,6	12,1	12,7	13,2
61.	ООО МТЕ ДПМ	4,9	–	–	10,0	8,9	7,1
62.	ООО ПКФ «Атлантис-ПАК»	0,9	15,5	20,0	15,6	5,5	6,8
63.	Ростовский филиал ОАО «Южная телекоммуникационная компания»	5,5	11,4	11,0	10,8	10,7	–
64.	Южный федеральный университет	3,8	12,5	12,2	11,4	11,5	13,4
65.	ОАО «Таганрогский металлургический завод»	123,0	392,9	450,6	450,99	434,43	537,0
66.	ООО «Ростовский электрометаллургический завод»	115,0	240,9	400,9	331,9	485,9	469,1
67.	ОАО «Энергопром-Новочеркасский электродный завод»	85,0	244,1	325,1	361,6	353,3	290,8

1.3.2 Структура установленной мощности электрических станций

1.3.2.1 Установленная мощность электростанций

Установленная мощность электростанций, действующих на территории Ростовской энергосистемы, на 1 января 2015 г. составила 5966,8 мегаватт, в том числе: ГЭС – 211,5 мегаватт, АЭС – 3070 мегаватт, ТЭС – 2685,3 мегаватт.

Изменение установленной мощности по сравнению с 2013 годом произошло за счет ввода блока № 3 установленной мощностью 1070 мегаватт на Ростовской АЭС и перемаркировки блока № 6 на Новочеркасской ГРЭС с увеличением мощности на 21 мегаватт.

По формам собственности: Новочеркасская ГРЭС (1905 МВт) – электростанция ОАО «ОГК-2», Экспериментальная ТЭС (79,2 МВт) – принадлежит группе компаний «МЕЧЕЛ» (в настоящее время в связи с банкротством находится во внешнем управлении), Ростовская ТЭЦ-2 и Волгодонская ТЭЦ-2 (580 МВт) – принадлежат ООО «Лукойл-Ростовэнерго», Цимлянская ГЭС (211,5 МВт) – ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», Ростовская АЭС (3070 МВт) – собственность ОАО «Концерн Росэнергоатом», Новочеркасская ГТ-ТЭЦ (18 МВт) – принадлежит ОАО «ГТ Энерго», Шахтинская ГТЭС (96,9 МВт) – электростанция ООО «Группа Мегаполис» и ТЭЦ завода «Ростсельмаш» – 6,2 МВт.

Основным топливом ТЭС ОАО «Лукойл-Ростовэнерго» является природный газ, Новочеркасской ГРЭС и Экспериментальной ТЭС – уголь. Кроме угля на Новочеркасской ГРЭС сжигается газ и мазут, а на Экспериментальной ТЭС – мазут.

1.3.2.2 Состав генерирующего оборудования электростанций

Структура генерирующих мощностей Ростовской энергосистемы по типам и формам собственности на 1 января 2015 г. и выработка электроэнергии в 2014 году приведены в таблице № 4.

СТРУКТУРА
генерирующих мощностей Ростовской энергосистемы
по типам и формам собственности на 1 января 2015 г. и выработка электроэнергии в 2014 году

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (мегаватт)	Располагаемая мощность на час максимума нагрузки 2014 года (мегаватт)	Выработка электроэнергии (млн. киловатт-часов)	Собственник
1	2	3	4	5	6
1.	Мощность электростанций энергосистемы, всего	5966,8	4990,5	28886,7	–
1.1.	в том числе: АЭС	3070,0	2147,2	15704,9	–
1.2.	ТЭС	2685,3	2660,2	12651,7	–
1.3.	ГЭС	211,5	183,1	530,1	–
Электростанции					
1.	Новочеркасская ГРЭС	1905,0	1884	10827,8	ОГК-2
2.	Ростовская АЭС	3070,0	2147,2	15704,9	ОАО «Концерн Росэнергоатом»
3.	Цимлянская ГЭС	211,5	183,1	530,1	ООО «Лукойл Экоэнерго»
4.	Экспериментальная ТЭС	79,2	776,2	1823,9	Компания «МЕЧЕЛ»
5.	Волгодонская ТЭЦ-2	420,0		–	ООО «Лукойл Ростовэнерго»
6.	Ростовская ТЭЦ-2	160,0		–	ООО «Лукойл Ростовэнерго»
7.	ТЭЦ РСМ	6,2		–	ОАО «Ростсельмаш»
8.	Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	18,0		–	ОАО «ГТ Энерго»
9.	Шахтинская ГТЭС	96,9		–	ООО «Группа Мегаполис»

Располагаемая мощность электростанций Ростовской энергосистемы на собственный максимум потребления мощности 2014 года составила 4990,5 МВт.

Ниже дана краткая характеристика электростанций, функционирующих на территории Ростовской области.

На Ростовской АЭС установлено три ядерных реактора типа ВВЭР-1000, ввод в эксплуатацию которых осуществлялся в 2001 году, 2010 году, физический пуск 3-го энергоблока осуществлен в ноябре 2014 г. Располагаемая мощность Ростовской АЭС на конец 2014 года составила 2000 МВт. Выработка электроэнергии на Ростовской АЭС с начала промышленной эксплуатации (2002 год) составляла 7299 – 17136 млн. кВт. ч в год.

Выдача мощности Ростовской АЭС осуществляется на напряжении 500 и 220 кВ. К ОРУ 500 кВ АЭС присоединены шесть ВЛ 500 кВ: на Шахты, Тихорецк № 1, Тихорецк № 2 (введена 14 февраля 2015 г.), Невинномысск, Буденновск и Южную, а также один автотрансформатор связи 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой.

На Новочеркасской ГРЭС в 1965 – 1972 годах было установлено восемь конденсационных блоков К-300-240, перемаркированных в 2000 году со снижением установленной мощности каждого блока до 264 МВт.

На турбинах блоков № 1 – 5 (годы ввода 1965 – 1969) в 1984 – 2003 годах проведена модернизация с заменой ЦВД и продлением срока эксплуатации до 2014 – 2035 годов

На блоке № 6 в 2005 – 2006 годах произведена замена турбины К-300-240 на новую мощностью 310 МВт, без изменения мощности блока.

Реконструкция блока № 7 была проведена в два этапа. В ходе первого этапа (2008 – 2009 годы) были заменены цилиндры высокого и среднего давления турбины с изменением маркировки турбины с К-300-240 на К-310-240. На втором этапе реконструкции, в 2012 году, выполнена замена цилиндра низкого давления турбины и установлен новый турбогенератор. Изменилась также и маркировка турбины с К-310-240 на К-325-23,5 мощностью 325 МВт. В результате реализации проекта установленная мощность энергоблока № 7 повысилась с 264 до 300 МВт.

В 2011 году блок № 8 выведен из эксплуатации.

В 2014 году в результате перемаркировки установленная мощность блока № 6 увеличилась с 264 МВт до 285 МВт.

В настоящее время суммарная установленная мощность Новочеркасской ГРЭС составляет 1905 МВт. По состоянию на конец 2014 года ограничений установленной мощности на Новочеркасской ГРЭС нет.

Выработка электроэнергии на Новочеркасской ГРЭС в 2013 и 2014 годах составляла 9665 и 10828 млн. кВт. ч. соответственно. Выдача мощности Новочеркасской ГРЭС осуществляется на напряжении 220 и 330 кВ.

На Волгодонской ТЭЦ-2 установлено четыре теплофикационных агрегата: ПТ-60-130, 2хТ-110-130 и ПТ-140-130 суммарной установленной мощностью 420 МВт. Ввод первых трех агрегатов на Волгодонской ТЭЦ-2 осуществлялся в 1977 – 1980 годах, а последнего (ПТ-140-130) – в 1989 году. Выдача мощности Волгодонской ТЭЦ-2 осуществляется на напряжении 110 и 220 кВ.

На Экспериментальной ТЭС работает один турбоагрегат ВК-100-2(5). В 2009 году произведена перемаркировка турбины со снижением установленной мощности до величины 79,2 МВт. Ввод турбоагрегата осуществлялся в 1954 году. Турбоагрегат выработал свой парковый ресурс и эксплуатируется по заключению ВТИ, продлившего срок его эксплуатации. Выдача мощности Экспериментальной ТЭС осуществляется на напряжении 110 и 220 кВ.

На Ростовской ТЭЦ-2 функционируют два теплофикационных агрегата ПТ-80-130 суммарной установленной мощностью 160 МВт. Ввод турбоагрегатов осуществлялся в 1974 году. Парковый ресурс турбоагрегатов не исчерпан. Выдача мощности Ростовской ТЭЦ-2 осуществляется на напряжении 110 кВ.

На Шахтинской ГТЭС в 1999 и 2001 годах были установлены две газотурбинные установки мощностью по 15,4 МВт с котлом утилизатором.

В 2010 году на ГТЭС введена ПГУ установленной мощностью 40,8 МВт в составе одной паровой турбины мощностью 12 МВт и двух газотурбинных установок мощностью 14,8 и 14 МВт.

В 2012 году на Шахтинской ГТЭС введена ПГУ установленной мощностью 53,5 МВт в составе одной паровой турбины мощностью 25 МВт и двух существующих газотурбинных установок.

На 1 января 2015 г. суммарная установленная мощность Шахтинской ГТЭС составляет 96,9 МВт.

Новочеркасская ГТ-ТЭЦ. Установленная мощность Новочеркасской ГТ-ТЭЦ – 18 МВт. На электростанции установлены две газотурбинные установки ГТ-009М мощностью по 9 МВт. Новочеркасская ГТ-ТЭЦ была введена в эксплуатацию в марте 2011 года.

Цимлянская ГЭС. Установленная мощность Цимлянской ГЭС – 211,5 МВт. Гидроэлектростанция введена в работу в 1952 году. На ГЭС установлено пять гидротурбин, три мощностью по 52,5 МВт, одна – 50 МВт и одна – 4 МВт. Гидроагрегаты мощностью по 52,5 МВт установлены на ГЭС в 1999, 2001 и 2012 годах на замену выработавших парковый ресурс.

В 2004 – 2005 годах проведена модернизация гидротурбины № 1, мощностью 50 МВт, с продлением срока ее службы. Гидротурбина № 5 работает на ГЭС с 1954 года. Эта гидротурбина выработала свой парковый ресурс и подлежит замене либо модернизации. Располагаемая мощность Цимлянской ГЭС в максимум нагрузки 2014 года составила 183,1 МВт. Ограничения установленной мощности составляли 28,45 МВт и обусловлены водным режимом.

Среднегодовая выработка Цимлянской ГЭС за последние 20 лет составляла 686 млн. кВт. ч. Выдача мощности Цимлянской ГЭС осуществляется на напряжении 110 и 220 кВ.

ТЭЦ завода «Ростсельмаш». На ТЭЦ установлен один турбоагрегат Р-6-18/5,5 установленной мощностью 6,2 МВт, который работает на ТЭЦ с 1931 года. Турбоагрегат выработал свой парковый ресурс, но находится в удовлетворительном состоянии. ТЭЦ осуществляет электроснабжение завода «Ростсельмаш».

1.3.3 Характеристика балансов мощности и электроэнергии

В 2014 году на электростанциях Ростовской энергосистемы выработано 28886,7 млн. кВт. ч. По сравнению с 2013 годом, когда выработка составляла 29199,3 млн. кВт. ч, она уменьшилась на 1,1 процента. Снижение в основном произошло за счет уменьшения числа часов использования установленной мощности Ростовской АЭС.

После ввода энергоблоков № 1 и 2 установленной мощностью по 1000 МВт на Ростовской АЭС в 2001 и 2010 году, Ростовская энергосистема стала самой мощной энергосистемой на юге России и избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. В 2014 году избыток мощности в собственный максимум нагрузки Ростовской энергосистемы составил 1013,0 МВт, а электроэнергии – 11037 млн. кВт. ч.

Фактический баланс мощности Ростовской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за предшествующий 5-летний период приведен в таблице № 5.

ФАКТИЧЕСКИЙ БАЛАНС МОЩНОСТИ

Ростовской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за предшествующий 5-летний период (МВт)

№ п/п	Мощность	Год				
		2010	2011	2012	2013	2014
1	2	3	4	5	6	7
1.	Дата, час максимума	25 января 18:00	24 февраля 20:00	7 февраля 10:00	13 декабря 10:00	4 декабря 18:00
2.	Установленная мощность	4 023,2	5 058,0	4812,0	4 875,8	5945,8
2.1.	АЭС	1 000,0	2 000,0	2 000,0	2 000,0	3070,0
2.2.	ГЭС	209,0	209,0	209,0	211,5	211,5
2.3.	ТЭС	2 808,0	2 849,0	2603,0	2 658,1	2 658,1
3.	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	63,0	91,3	66,2	51,1	1130,4
3.1.	АЭС	–	–	–	–	1070
3.2.	ГЭС	27,0	19,9	30,0	20,5	28,5
3.3.	ТЭС	36,0	71,4	36,2	30,4	31,9
4.	Располагаемая мощность	3 960,2	4966,7	4745,8	4 824,7	4990,5
4.1.	АЭС	1 000,0	2 000,0	2 000,0	2 000,0	2147,2
4.2.	ГЭС	182,0	189,1	179,0	191,0	183,1
4.3.	ТЭС	2 772,0	2777,6	2566,8	2 627,7	2660,2
5.	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	44,0	44,0	90,0	528,0	–
5.1.	АЭС	–	–	–	–	–
5.2.	ГЭС	44,0	44,0	90,0	–	–

1	2	3	4	5	6	7
5.3.	ТЭС	–	–	–	528,0	–
6.	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонты	137,5	–	56,2	199,2	895,5
6.1.	АЭС	–	–	–	–	–
6.2.	ГЭС	45,0	–	–	–	44,0
6.3.	ТЭС	92,5	–	56,2	199,2	851,5
7.	Мощность в консервации	4,0	4,0	–	–	–
7.1.	АЭС	–	–	–	–	–
7.2.	ГЭС	4,0	4,0	–	–	–
7.3.	ТЭС	–	–	–	–	–
8.	Рабочая мощность	3 774,7	4918,7	4599,6	4 824,7	3920,0
8.1.	АЭС	1 000,0	2 000,0	2 000,0	2 000,0	2 000,0
8.2.	ГЭС	89,0	141,1	89,0	191,0	139,1
8.3.	ТЭС	2 679,5	2777,6	2510,6	2 627,7	1780,9
9.	Мощность в резерве	526,6	445,2	328,7	431,6	57,7
9.1.	АЭС	–	–	–	–	–
9.2.	ГЭС	42,3	–	46,1	150,4	20,9
9.3.	ТЭС	478,1	445,2	282,6	281,3	36,8
10.	Нагрузка электростанций	3 334,8	4 584,1	4423,2	3 812,5	4037,3
10.1.	АЭС	1 072,8	2079,0	2122,3	2 146,6	2147,2
10.2.	ГЭС	46,7	141,1	42,9	40,6	118,2
10.3.	ТЭС	2 215,3	2364,0	2258,0	1 619,2	1771,9
11.	В том числе, превышение над рабочей/установленной мощностью на включенном оборудовании	86,7	110,6	152,3	146,6	175,0
11.1.	АЭС	72,8	79,0	122,3	146,6	147,2
11.2.	ГЭС	–	–	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7
11.2.	ТЭС	13,9	31,6	30,0	–	27,8
12.	Максимум потребления	2 816,0	2 859,4	3115,1	2 857,0	3024,2
13.	Сальдо перетоков	-518,8	-1 724,7	-1308,1	-955,2	-1013,0
14.	Дефицит (-)/избыток (+)	958,7	2 121,8	1484,5	1901,8	2011,2

Баланс электроэнергии Ростовской энергосистемы приведен в таблице № 6.

Таблица № 6

БАЛАНС
электроэнергии Ростовской энергосистемы

№ п/п	Показатель	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
		(млрд. киловатт- часов)	(млрд. киловатт- часов)	(млрд. киловатт- часов)	(млрд. киловатт- часов)	(млрд. киловатт- часов)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление	16,65	17,03	17,43	17,25	17,85
2.	Итого потребность	16,65	17,03	17,43	17,25	17,85
3.	Производство электроэнергии, всего	25,75	29,22	27,71	29,2	28,89
3.1.	ГЭС	0,59	0,46	0,53	0,60	0,53
3.2.	АЭС	12,41	15,8	15,72	17,14	15,70
3.3.	ТЭС	12,75	12,96	11,46	11,46	12,66
4.	Баланс: дефицит (-); избыток (+)	9,10	12,19	10,28	11,95	11,04
Число часов использования располагаемой мощности (часы)						
1.	АЭС	6207	7902	7858	8568	7852
2.	ТЭС	4589	4578	4465	4354	4500

1.3.4. Характеристика системообразующей электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Энергосистема Ростовской области граничит с энергосистемами Краснодарского края, Ставропольского края, Волгоградской области, Республики Калмыкия и ОЭС Украины.

Системообразующая сеть представлена линиями электропередачи 220 – 500 кВ.

Межгосударственные связи на участке Ростовская энергосистема – Украинская энергосистема:

- ВЛ 500 кВ Победа – Шахты;
- ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская;
- ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15;
- ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево;
- ВЛ 220 кВ Великоцкая – Сысоево;
- ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино;
- ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Волгоградская энергосистема:

- ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты;
- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная;
- ВЛ 220 кВ Волгодонск – Котельниково;
- ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2;
- ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК;
- транзит 110 кВ Вешенская-2 – Калининская – Серафимович;
- транзит 110 кВ Б11 – Чернышково – Обливская ПТФ – Суровикино;
- ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская;
- ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками.

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Кубанская энергосистема:

- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1;
- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2;
- ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк;
- КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская;
- ВЛ 220 кВ Староминская – А-30;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая;
- ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая.

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Ставропольская энергосистема:

- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск;
- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск .

Межсистемные связи на участке Ростовская энергосистема – Калмыцкая энергосистема:

- ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная;
- ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская;
- ВЛ 110 кВ Сандатовская – Виноградовская;

ВЛ 110 кВ Заветинская – Советская.

В целях управления электроэнергетическим режимом установлены следующие контролируемые сечения:

контролируемое сечение «СВЭС»;
контролируемое сечение «ЮЗЭС»;
контролируемое сечение «Цимлянское»;
контролируемое сечение «Цимлянское Север»;
контролируемое сечение «Цимлянское Юг»;
контролируемое сечение «Украина, Волгоград – Ростов»;
контролируемое сечение «Украина – Ростов»;
контролируемое сечение «Юг»;
контролируемое сечение «Север»;
контролируемое сечение «Волгоград – Ростов»;
контролируемое сечение «Маныч».

Общая протяженность и количество линий электропередачи классом напряжений 110-500 кВ 13953,9 километра, 444 штук, в том числе:

ВЛ 800 кВ – 208,4 километра, 1 штука;
ВЛ 500 кВ – 1425 километра, 8 штук;
ВЛ 330 кВ – 223,8 километра, 3 штуки;
ВЛ 220 кВ – 2929,14 километра, 60 штук;
ВЛ 110 кВ – 9167,56 километра, 373 штуки.

Количество ПС 500 кВ – 2 штуки общей мощностью – 1902 МВА;

Количество ПС 220 кВ – 28 штук общей мощностью – 5693 МВА;

Количество ПС 110 кВ – 348 штук общей мощностью – 9703,5 МВА.

Количество трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110 – 500 кВ 387 штук, суммарной мощностью трансформаторов 21402,5 МВА.

Перечень существующих ЛЭП и подстанций напряжением 110 кВ и выше, расположенных на территории Ростовской области, приведен в таблице № 16.

В Ростовской энергосистеме шунтирующие реакторы установлены в распределительных устройствах напряжением 500 кВ. Две группы 2×(3×60 МВАр) шунтирующих реакторов на ПС 500 кВ Шахты и пять групп 5×(3×60 МВАр) шунтирующих реакторов на Ростовской АЭС. Изменение режима работы шунтирующих реакторов осуществляется в целях поддержания уровней напряжения в сети 500 кВ в заданных пределах и компенсации зарядной мощности ВЛ 500 кВ.

Также установлено 6 батарей статических конденсаторов напряжением 110 кВ суммарной мощностью 168,7 МВАр на подстанциях с высшим классом напряжения 220 кВ и суммарной автотрансформаторной мощностью 250 МВА.

На подстанциях высшим классом напряжения 110 кВ филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» установлено 69 батарей статических конденсаторов напряжением ниже 110 кВ, суммарной мощностью 218,8 МВАр.

Новые линии электропередачи в 2014 году не вводились.

Данные о новых вводах объектов электросетевого оборудования 110 – 500 кВ с 1 января 2014 г. по 31 декабря 2014 г. включительно приведены в таблице № 7.

НОВЫЕ ВВОДЫ
объектов электросетевого оборудования 110 – 500 кВ
с 1 января 2014 г. по 31 декабря 2014 г. включительно

№ п/п	Наименование объекта	Наименование оборудования	Напряжение оборудования (киловольт)	Мощность, (МВАр, МВА)	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	ПС 220 кВ Зимовники	Т-3	220	63	новый трансформатор схемы плавки гололеда
2.	ПС 220 кВ Койсуг	АТ-4	220	250	новый автотрансформатор
3.	ПС 110 кВ Н16	Т-2	110	6,3	новый трансформатор

1.3.5 Особенности и существующие проблемы функционирования электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории Ростовской области

Энергоузлы (энергорайоны) на территории энергосистем Ростовской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Западный энергорайон энергосистемы Ростовской области при параллельной и раздельной работе Донбасской энергосистемы и ОЭС Украины (с отключенной ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево).

Западный энергорайон включает в себя электрические сети Октябрьского, Усть-Донецкого, Красносулинского и Родионово-Несветайского административных районов с суммарной численностью населения 206 тысяч человек.

Основными потребителями являются сельскохозяйственные предприятия, ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», ООО «ГлорияДжинс», бытовые потребители.

На территории западного энергорайона присутствуют потребители всех трех категорий надежности электроснабжения.

В период летних максимальных нагрузок энергосистемы Ростовской области (фактический летний максимум 2014 года составил 2623 МВт) наиболее тяжелое единичное аварийное отключение (отключение ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20) в схеме ремонта 2 с. 220 кВ ПС 220 кВ Б-10 вызывает токовую перегрузку выше аварийно допустимых значений ВЛ 110 кВ Г-20 – С2, ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР, а также шин и ошиновки в ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ С2 и ошиновки на

Экспериментальной ТЭС в ячейке ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР.

В схеме ремонта 2 с. 220 кВ ПС 220 кВ Б-10 отключается АТ-2 ПС 220 кВ Б-10, включаются в транзит ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10 и ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10 через ОСШ 220 кВ ПС 220 кВ Б-10.

При разомкнутом транзите по ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево (между Ростовской и Донбасской энергосистемами) для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в рассмотренном выше послеаварийном режиме требуется выполнение схемно-режимных мероприятий и ввод ГАО в объеме до 80 МВт. При этом следует отметить, что замена ошиновки (М-70) в ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ С2 и ошиновки (М-70) в ОРУ-110 кВ Экспериментальной ТЭС снижает объем ГАО с 80 МВт до 45 МВт.

Мероприятия, обеспечивающие увеличение надежности электроснабжения потребителей западного энергорайона:

- реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ С2;
- реконструкция ОРУ-110 Экспериментальной ТЭС;
- строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая.

Вышеуказанные мероприятия полностью исключают необходимость ввода ГАО как при включенной, так и при отключенной ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево.

Превышение токов короткого замыкания относительно номинальной отключающей способности оборудования приведено в таблице № 8.

Таблица № 8

ПРЕВЫШЕНИЕ ТОКОВ
короткого замыкания относительно
номинальной отключающей способности оборудования

№ п/п	Наименование выключателя	Значение (килоампер)	Допустимые параметры (килоампер)	Предложения по мероприятиям
1	2	3	4	5
1.	Новочеркасская ГРЭС			
1.1.	ВВ Койсуг-1	49,10	39,4	мероприятия не требуются в связи с наличием устройства автоматического опережающего деления сети
1.2.	ВВ Койсуг-2	49,06	39,4	
1.3.	ВВ Р20-1	49,02	39,4	
1.4.	ВВ Р20-2	49,00	39,4	
1.5.	ВВ Р4-1	48,91	39,4	
1.6.	ВВ Р4-2	48,92	39,4	
1.7.	ВВ Шахты-1	47,56	39,4	
1.8.	ВВ Шахты-2	47,56	39,4	
1.9.	ВВ НЗБ	48,36	39,4	
1.10.	ВВ НЭЗ-1	50,13	39,4	
1.11.	ВВ НЭЗ-2	50,09	39,4	

1	2	3	4	5
1.12.	ВВ ОВ-1	50,28	39,4	
1.13.	ВВ ОВ-2	50,28	39,4	
1.14.	ВВ СВ-1	39,41	39,4	
1.15.	ВВ 20Т	50,28	39,4	
1.16.	ВВ 30Т	50,28	39,4	
1.17.	ВВ Блока-1	45,85	39,4	
1.18.	ВВ Блока-2	45,85	39,4	
1.19.	ВВ Блока-4	45,94	39,4	
1.20.	ВВ Блока-5	45,85	39,4	
1.21.	ВВ Блока-6	46,55	39,4	
1.22.	ВВ Блока-7	45,85	39,4	
2.	ПС 220 кВ Р-4			
2.1.	МВ 110 БСК	32,30	25,0	мероприятия не требуются в связи с наличием устройства автоматического опережающего деления сети
3.	ПС 110 кВ Р1			
3.1.	МВ-110 кВ ВЛ Р1 – Р33 – Р3 – Р12	26,34	25,0	выполнить деление сети отключением на ПС 110 кВ Р27 выключателя ЭВ ВЛ 110 кВ Р27 – Р22. Мероприятие выполнено
3.2.	МВ-110 кВ ВЛ Р1 – Р33 – Р5	26,34	25,0	
3.3.	МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – Р41	26,34	25,0	
3.4.	МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – РСМ	26,34	25,0	
3.5.	СМВ-110	26,34	25,0	
3.6.	МВ-110 Т1	26,34	25,0	
3.7.	МВ-110 Т2	26,34	25,0	
4.	ПС 110 кВ С2			
4.1.	МВ 110кВ Т1	19,13	18,4	мероприятия не требуются в связи с наличием устройства автоматического опережающего деления сети
4.2.	МВ 110кВ Т1	19,13	18,4	
5.	ПС 110 кВ ГТП			
5.1.	МВ-110 ВЛ110 НЭЗ – ГТП3 – ГТП 1-я цепь	21,14	18,4	выполнить деление сети отключением на ПС 110 кВ ГТП выключателей ШСВ-110, МВ-110 ВЛ 110 НЭЗ – ГТП3 – ГТП 1 цепь, МВ-110 ВЛ110 НЭЗ-ГТП 1 цепь. Мероприятие выполнено
5.2.	МВ-110 ВЛ110 НЭЗ –	21,14	18,4	

1	2	3	4	5
	ГТПЗ – ГТП 2-я цепь			
5.3.	МВ-110 ВЛ110 НЗБ- ГТП 1-я цепь	21,14	13,2	
5.4.	МВ-110 ВЛ110 НЗБ- ГТП 1-я цепь	21,14	13,2	
5.5.	МВ-110 Т1	21,14	13,2	
5.6.	МВ-110 Т2	21,14	13,2	
5.7.	МВ-110 Т3	21,14	13,2	
5.8.	ШСВ-110	21,14	13,2	
6.	ПС 110 кВ Центральная			
6.1.	МВ 110 Т1	15,4	13,2	оперативные мероприятия отсутствуют. Ввод в работу ПС 110 кВ Шлюзовая с переводом на нее питания нагрузок ПС 110 кВ Центральная

Северный и северо-восточный энергорайоны энергосистемы Ростовской области в условии раздельной работы с Донбасской энергосистемой по ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево.

Северный энергорайон включает в себя электрические сети Миллеровского, Чертковского, Шолоховского, Кашарского, Боковского административных районов с суммарной численностью населения 166 тысяч человек.

Северо-восточный энергорайон включает в себя электрические сети Каменского, Тарасовского административных районов с суммарной численностью населения 73 тысячи человек. Основными потребителями являются сельскохозяйственные предприятия, бытовые потребители. На территории энергорайона присутствуют потребители всех трех категорий надежности электроснабжения.

При температуре наружного воздуха + 35 °С в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово МДП в контролируемом сечении «СВЭС» снижается со 160 МВт до 100 МВт.

МДП определяется критерием обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово в послеаварийном режиме с аварийным отключением ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в режиме летнего максимума нагрузок энергосистемы Ростовской области (фактический летний максимум 2014 года составил 2623 МВт) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт. Разделение Северо-Восточного энергорайона на отдельные районы с тупиковой нагрузкой исключает необходимость ввода ГАО.

Однако в схеме с консольным электроснабжением тупиковой нагрузки разделенного Северо-Восточного энергорайона единичное аварийное отключение любой из питающих ЛЭП приведет к погашению нагрузки в объеме до 80 МВт, включая социально значимых потребителей.

Мероприятия, необходимые для усиления надежности электроснабжения потребителей Северного и Северо-Восточного энергорайонов:

строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая, протяженностью 80 километров со сроком реализации в 2016 году;

установка второго автотрансформатора (АТ-2) мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово со сроком реализации в 2016 году.

1.4. Прогноз потребления электрической энергии и мощности в 2015 – 2019 годах

1.4.1. Основные направления социально-экономического развития Ростовской области в 2015 – 2019 годах

Приоритетными направлениями развития экономики Ростовской области в период 2015 – 2020 годов будут являться промышленность, агропром, транспорт и инфраструктура городов.

Для привлечения инвесторов в области создана система особых экономических зон промышленно-производственного и аграрно-производственного типа. В настоящее время создано 7 перспективных промышленных зон: Красносулинская, Октябрьская, Новоалександровская, Азовская, Усть-Донецкая, Южно-Батайская, Гуковская.

Губернатором поставлена задача по формированию ряда кластеров: станкостроительного, перерабатывающего, легкой промышленности, сельхозтехники и вертолетостроения.

Современный станкостроительный кластер с участием «Группы МТЕ» и KOVOSVIT MAS сейчас организуется в Азове. Сборка двух моделей станков уже началась. К 2018 году ежегодный объем производства достигнет 318 станков.

Якорным инвестором кластера легкой промышленности выступает «БТК групп» в городе Шахты.

Вертолетный кластер создается в районе Батайска, его ключевым предприятием станет ОАО «Роствертол».

Перспектива развития угледобывающей отрасли связана с реконструкцией существующих шахт и строительством ряда новых. До 2020 года планируется построить шахту «Обуховская № 1» с обогатительной фабрикой, шахты «Сулинуголь», «Садкинская-Восточная 2», «Садкинская-Северная», «Быстринская № 1-2», а также новые высокоэффективные шахты малой и средней мощности и неглубокого заложения на локальных перспективных участках «Заповедная-Северная № 1», «Кадамовская-Западная», и «Заповедная-Северная № 2».

Ростовская область расположена на перекрестке важнейших дорог: из центра России на Кавказ и в Закавказье, из Европы (через Украину)

в среднюю Азию. Это выгодное географическое положение предопределяет развитие транспортно-логистического комплекса в области.

В планах ОАО «РЖД» намечено создание скоростной железнодорожной магистрали Центр – Юг (Москва – Адлер) со строительством на ряде участков новых железнодорожных путей, обеспечивающих движение поездов в обход территории Украины, строительство новых железнодорожных путей параллельно существующим, а также расширение существующих участков путем строительства третьих путей. На территории Ростовской области – это участок Юго-Восточной и Северо-Кавказской железной дороги Чертково – Батайск – Староминская, где потребуются строительство 6 новых тяговых подстанций и расширение существующей тяговой ПС Кугей. Общее увеличение нагрузки электротяги поездов предполагается на 60 – 65 мегаватт.

Планируется так же увеличение интенсивности движения на участке железной дороги Котельниково – Крымская, что потребует строительства на территории Ростовской области одной новой тяговой подстанции и расширения действующих тяговых подстанций Зимовники, Двойная, Сальск и Песчанокопская. Общее увеличение нагрузки электротяги поездов на территории Ростовской области к 2020 году предполагается на 75 – 80 мегаватт.

Рост электропотребления транспортным комплексом на перспективу будет связан не только с увеличением тяговых нагрузок железной дороги, но и с созданием логистической сети, расширением морских и речных портов и строительством новых аэропортов.

Начаты работы по строительству системы газопровода «Южный коридор» на территории Ростовской области. «Южный коридор» пройдет по территории 16 районов Ростовской области. Часть газопровода, которая пройдет по территории Ростовской области, разделена на два этапа – западный и восточный коридоры. Западная линия пройдет с севера на юг, восточная – с востока на юг. Протяженность западной ветви превысит 393 километра, длина восточной ветви – 253 километра. Будут построены две компрессорные станции – Шахтинская и Сальская. Первые объекты в рамках проекта в Ростовской области планируется сдать уже в 2014 году. А в целом завершить строительство «Южного коридора» предполагается к концу 2017 года.

Увеличение электропотребления в сфере ЖКХ и населением на рассматриваемую перспективу в Ростовской области будет связано с планируемым строительством новых микрорайонов с сопутствующей инфраструктурой и реконструкцией старых микрорайонов в городах области, а также коттеджным строительством в пригородных районах и сельской местности.

Прогноз электропотребления и максимума нагрузок Ростовской энергосистемы на период до 2019 года основывается на анализе их роста за отчетный период (2009 – 2014 годы), строящихся объектах, имеющихся инвестпроектах, а также учитывался естественный прирост электропотребления и нагрузки.

Ниже приведено описание реализуемых в настоящее время объектов с привязкой их к районам размещения.

Центральный энергорайон.

Город Ростов-на-Дону.

Левенцовский район – строящийся 9-й по счету район Ростова-на-Дону. Его общая площадь превышает 800 гектаров. Район начинается от улицы Малиновского (пересечения с улицей Доватора и проспектом Стачки) и тянется на запад порядка 2,7 километра. С юга граница района, помимо проспекта Стачки, проходит по улице Совхозной.

Предполагается, что по завершении проекта здесь будут проживать 90 тыс. человек. Общая площадь новостроек должна составить 2 млн. 207 тыс. квадратных метров на территории 11 микрорайонов.

В западной части города намечается завершение коттеджной застройки вертолетного поля ДОССААФ. В этом районе строятся ЖК «Европейский» (проектом предусмотрено строительство 16 жилых многоквартирных домов), ЖК «Три сквера», ЖК «Донской» и ЖК «Зеленый квартал».

Жилой район «Суворовский» расположен в северо-западной части города в районе 140-го военного городка на площади свыше 800 гектаров. Здесь планируется до 2024 года строительство 4500 тыс. квадратных метров жилья экономкласса и коммерческих объектов (ежегодно более 100 – 120 тыс. квадратных метров жилья). В 2012 году был утвержден проект планировки и межевания на часть территории жилого района площадью 136 гектаров (1-й этап застройки, состоящий из четырех микрорайонов, – заявленная нагрузка – 26 МВт). В 2013 году на территории района в эксплуатацию введены жилые дома площадью 120 тыс. квадратных метров. Застройщиками «Суворовского» являются структуры ВКБ — ЗАО «Кубанская марка» и ОАО «Ростовское». На XIII международном инвестиционном форуме в Сочи Правительство Ростовской области подписало с ОАО «Ростовское» соглашение об очередном этапе строительства ЖК «Суворовский» в Ростове-на-Дону. За 5 лет компания намерена построить 14 тыс. квартир общей площадью 840 тыс. квадратных метров.

Проект реализуется в 3 очереди. Первая — бюджетная — предполагает строительство 25 многоквартирных высотных домов, из которых 11 предназначены для обеспечения семей военнослужащих постоянным жильем, а 14 – служебным. Она уже сдана в эксплуатацию. В рамках 2 и 3 очереди будут возведены коммерческие многоэтажки. Сейчас в процессе строительства – 13 многоквартирных домов экономкласса (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

В восточной части Ростова-на-Дону на территории бывшего совхоза «Декоративные культуры» вырастет микрорайон «Платовский», смешанной застройки, и жилой квартал по улице Мусоргского. Весь район займет 98,7 гектара. Здесь планируется строительство 540 тыс. квадратных метров жилья. Территория первой очереди нового района составляет 45 гектаров. Общая площадь жилого фонда – 360 тыс. квадратных метров (заявленная нагрузка – 12,9 МВт, в том числе до 2020 года 3,0 МВт).

Правительство Российской Федерации утвердило проект застройки левобережной части Кировского района Ростова-на-Дону к чемпионату мира по футболу 2018 года. Площадь застройки составит почти 114 тыс. квадратных метров.

На территории Левобережной зоны Ростова-на-Дону предполагается строительство спортивно-рекреационной зоны с реконструкцией ее инфраструктуры. Здесь будет построен стадион на 45 тысячи зрителей для проведения матчей чемпионата мира по футболу 2018 года с двухъярусной ареной. Построить стадион планируется до начала 2017 года (заявленная нагрузка – 14 МВт). Рядом с футбольным стадионом к чемпионату мира планируется строительство водноспортивного объекта «Акватория» с устройством искусственного водоема (размерами 560 на 350 метров). В левобережной части города также планируется размещение выставочно-делового комплекса «Ковш», делового центра «Южный въезд», развитие спортивной зоны гребного канала и конно-спортивного комплекса.

ООО «АгроСоюз Юг Руси» планирует построить на левом берегу Дона новый конно-спортивный комплекс. Первую очередь конно-спортивного комплекса, в которую войдут ипподром на 10 тыс. зрителей, крытый манеж на 3800 зрителей, спортзал на 2000 мест и гостиница на 1050 мест, планируется завершить к 2018 году (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Планируется строительство второй нитки Ворошиловского моста, железнодорожного пути от станции «Порт» до грузовых районов нового мультимодального транспортно-логистического узла, реконструкция рокадной автотрассы по левому берегу Дона и строительство канатной дороги длиной 6 километров, которая протянется от парка Седова до гребного канала.

Группа компаний «Дон-Плаза» и ООО «МКЦ – РосЕвроДевелопмент» реализуют проект строительства в Ростове (улица Большая Садовая, 121) Международного конгрессного центра общей площадью 60 тыс. кв. метров (заявленная нагрузка 6,1 МВт). Проект МКЦ включает пятизвездочную гостиницу «Hyatt Regency Ростов – Don Plaza» на 224 номера, 9 конгресс-залов, торговые площади, фитнес и СПА-центры, парковку и другое. Сдача первой очереди объекта намечена на 2015 год (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

ООО «Лира», Управляющая организация ООО «Группа Мегаполис», строит в центральной части города Ростова-на-Дону по проспекту Сиверса, 2е бизнес комплекс «Sheraton» (реконструкция незавершенного строительства), объединенного единой архитектурной концепцией: гостиница «Sheraton» категории «5 звезд», офисный комплекс класса А, конференц-центр, многоуровневый паркинг, наружная автопарковка, бассейн и SPA-центр, бары, рестораны, торговые помещения (заявленная нагрузка – 4,8 МВт). Планируемый ввод в эксплуатацию – 4 квартал 2015 г. (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

ООО «Олимп» строит гостиницу «ИБИС» на 264 номера на пересечении улицы Максима Горького и проспекта Ворошиловского в городе Ростов-на-Дону с вводом в эксплуатацию в 2017 году (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Аэропортовый комплекс «Южный» будет иметь две взлетно-посадочные полосы длиной 4200 метров, пригодные для посадки тяжелых широкофюзеляжных аэробусов. Ожидается, что новый аэропорт будет способен

пропускать пассажиропоток в 6 – 8 млн. человек в год, а объем грузоперевозок составит 50 – 70 тыс. тонн в год (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»). Строительство аэропортового комплекса «Южный» должно быть завершено в 2017 году.

В июне 2014 г. в соответствии с заявками на технологическое присоединение энергопринимающих устройств аэропортового комплекса «Южный» от ОАО «Ростоваэроинвест» и от ФГУП «Администрация гражданских аэропортов (аэродромов)» ОАО «МРСК Юга» выданы технические условия для присоединения к энергосистеме энергопринимающих устройств аэропортового комплекса «Южный» с максимальной нагрузкой соответственно 16 МВт и 5,5 МВт, в том числе 0,585 МВт – нагрузка на период строительства. Суммарная заявленная максимальная мощность нагрузок аэропортового комплекса «Южный» с полным набором зданий и сооружений составляет 21,5 МВт. Ввод объекта в эксплуатацию предусматривается в 2017 году.

В станции Мишкинской Аксайского района для аэропортового комплекса «Южный» и прилегающих населенных пунктов намечено в 2016 году строительство системы водоснабжения и очистных сооружений с насосной станцией 2-го подъема производительностью 5 тыс. кубических метров в сутки (заявленная нагрузка – 4,8 МВт).

ФГУП «Почта России» и Ростовская область в рамках международного инвестиционного форума «Сочи-2014» подписали соглашение о реализации инвестиционного проекта по созданию логистического почтового центра в Ростовской области. Он будет строиться поблизости с аэропортовым комплексом «Южный». Строительство объекта начнется в 2015 году, ввод в эксплуатацию намечен на 2016 год.

Ростовский региональный автоматизированный сортировочный центр рассчитан на обработку более 1 млн. писем и посылок в сутки (заявленная нагрузка – 3 МВт, входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

В городе Батайске намечена застройка нескольких новых микрорайонов: «Прибрежный» и «Южный берег», «Солнечный-2», «Бризань», «Город озер» и «Венеция». Общая нагрузка застраиваемых территорий до 2020 года составит 5,5 МВт.

В Батайске на территории существующего военного аэродрома планируется разместить вертолетный кластер. Производственные цеха и летно-испытательная станция займут около 400 гектаров площади. Меморандум о сотрудничестве при реализации этого инвестиционного проекта между Минпромторгом России, Правительством Ростовской области и Госкорпорацией «Ростехнологии» подписан 5 сентября на «Гидроавиасалоне-2014» в Геленджике. Предполагается вынести существующее вертолетное производство из центра донской столицы за ее пределы.

В Аксайском районе комплексная жилая застройка намечается в поселке Российском, в районе терминала Ростовской таможни, хуторе Ленина, поселке Дорожном, станции Ольгинской, хуторе Махине, станции Старочеркасской, хуторе Верхне-Подпольная, поселке Рассвет, поселке Золотой Колос, поселке Красный Колос и других населенных пунктах. Общая нагрузка районов

жилищного строительства в Аксайском районе в 2020 году может составить около 20 МВт.

Новоалександровская промышленная зона расположена на территории Азовского района между городом Азов и поселком Кулешовка. Территория 1-й очереди парка (86 гектаров) уже заполнена резидентами:

завод компании «Coca-Cola». В конце мая 2010 года была запущена первая очередь (3 производственные линии) мощностью 450 млн. литров в год с максимальной электрической нагрузкой 15 МВт. Планируется расширение завода до 8 линий;

компания Air Products приступила к строительству завода по производству кислорода, азота и аргона, а также баллонной станции (заявленная нагрузка – 8,0 МВт). Объем производства составит свыше 200 тонн кислорода, азота и аргона в сутки. Запуск завода запланирован на 2015 год (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

ЗАО «Донэлектросталь» в сентябре 2012 г. в ходе XI Международного инвестиционного форума «Сочи-2012» подписало соглашение по созданию металлургического производства полного цикла. В рамках достигнутых договоренностей предприятие будет введено в строй в 2015 году. Предполагается, что его мощность составит 500 тыс. тонн стали и 350 тыс. тонн металлопродукции в год (заявленная нагрузка – 35 МВт). В феврале 2013 г. компания приобрела участок площадью 25 гектаров. ЗАО «Донэлектросталь» под этот проект планирует построить железнодорожную ветку длиной чуть больше 2 километров (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Западный энергорайон.

«Исаевский машиностроительный завод» (ИМЗ, Красный Сулин) планирует строительство листопрокатного производства – ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат». Новое предприятие будет выпускать стальной листовой прокат методом холодной и горячей прокатки. Предприятие проектируется в Красносулинском районе. Ввод в эксплуатацию нового предприятия предусматривается в два этапа. Заявленная максимальная нагрузка металлургического комбината – 480 МВт. На первом этапе (2017 год) вводятся производства с максимальной нагрузкой 310 МВт, на втором этапе (2019 год) нагрузка предприятия увеличивается на 170 МВт.

ООО «Евродон» реализует в Октябрьском районе два инвестпроекта: «Увеличение производственной мощности промышленного комплекса по выращиванию индейки до 67 тыс. тонн в живом весе в год» и «Создание промышленного комплекса по выращиванию индейки мощностью по производству, переработке и реализации 60 тыс. тонн мяса индейки в живом весе в год» со сроком окончания в 2016 году (входят в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»). Для энергоснабжения мясоперерабатывающего комплекса в поселке Интернациональном Октябрьского района ООО «Евродон» заключило договор на технологическое присоединение в размере 4,95 МВт и подало заявку – 5,1 МВт, в поселке Краснолучское заключило договор на технологическое присоединение – 1 МВт, а в городе Шахты – заключило договор на технологическое присоединение – 1,6 МВт.

В городе Шахты на въезде в поселок ГРЭС имени Артема с декабря 2012 года строится завод по выпуску упаковочной пленки ООО «Вотерфолл Про» (принадлежит ООО «Группа Мегаполис», город Ростов-на-Дону). На заводе в городе Шахты, мощностью 60 тыс. тонн, будут производить многослойную полипропиленовую двусосно-ориентированную пленку. Первую линию завода упаковки в поселке ГРЭС имени Артема введут в строй в середине 2015 г., а на проектную мощность предприятие выйдет в 2016 году (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Красносулинская промышленная зона (900 гектаров) расположена между городами Шахты, Новошахтинск, Красный Сулин.

На территории промзоны в конце 2012 года начал работать завод по производству листового стекла американской компании «Guardian» мощностью 800 тонн стекла в сутки (заявленная нагрузка – 12 МВт).

Компания «ТехноНИКОЛЬ» приступила к строительству завода по производству огнезащитных и теплоизоляционных материалов на основе каменной ваты (заявленная нагрузка – 5,85 МВт). Реализация проекта рассчитана на 2013 – 2018 годы. Первую очередь завода планируется ввести в эксплуатацию в июле 2015 г. При выходе на полную мощность первой очереди завода будет производиться в год 86 тыс. тонн готовой продукции (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Компания «Евраз» в 2010 году уже начала реализацию своего проекта – строительство комбинированного мелкосортного прокатного стана ООО «Евраз Южный Стан». В результате реализации инвестиционного проекта появится новое металлопрокатное производство по выпуску арматуры и фасонного проката мощностью 450 тыс. тонн мелкосортного проката в год, включая 315 тыс. тонн арматуры и 135 тыс. тонн уголка и швеллера (заявленная нагрузка – 18 МВт). Ввод в эксплуатацию прокатного комплекса мощностью 450 тыс. тонн проката в год намечен на 2016 год (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Восточный энергорайон.

В городе Волгодонске в промзоне «Атоммаша» на участке около 20 гектаров (рядом с ТЭЦ 2) ведется строительство завода по глубокой переработке зерна и выпуску аминокислоты лизин. Инвесторы – немецкая компания EVONIK Industries и их российский партнер – ООО «ДонБиоТех». Проектная мощность предприятия – переработка 250 000 тонн пшеницы (около 80 000 тонн лизина) в год с перспективой увеличения до 500 тысяч тонн (заявленная мощность – 35 МВт). Срок ввода объекта в эксплуатацию – 2016 год (входит в перечень «100 Губернаторских инвестиционных проектов»).

Северо-Восточный энергорайон.

Компания «Дон-Металл» приступила к строительству металлургического мини-завода мощностью 160 тыс. тонн металлических изделий в год в городе Каменск-Шахтинский. Для строительства предприятия в 2013 году в Каменске-Шахтинском выделен земельный участок площадью 13,5 гектара в районе бывшего мукомольного завода. Строительство арматурного завода будет вестись поэтапно. В 2015 году будет организовано сталеплавильное производство, а в 2016 году – прокатное производство (заявленная нагрузка – 25 МВт).

1.4.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности

При разработке «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2015 – 2019 годы» принят базовый вариант перспективных уровней электропотребления в период до 2019 года Ростовской области, разработанный ОАО «СО ЕЭС» в рамках проекта «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы».

По этому варианту электропотребление в Ростовской области в 2019 году может составить 18676 млн. кВт.ч, а максимум нагрузки 3209 МВт. В 2015 – 2019 годах среднегодовые темпы роста электропотребления прогнозируются в размере 0,91 процента, максимума нагрузки – 1,19 процента. Очевидно, что в базовом варианте потребления не учитывается нагрузка Красносулинского металлургического комбината (КМК), ввод которой в соответствии с заявкой планируется в 2017 году – 310 МВт (1-я очередь) и в 2019 году 480 МВт (2-я очередь).

Динамика электропотребления и максимумы нагрузки Ростовской энергосистемы на перспективу до 2019 года для базового варианта приведены в таблице № 9.

ДИНАМИКА
электропотребления и максимумы нагрузки Ростовской энергосистемы на перспективу до 2019 года

№ п/п	Наименование показателя	Отчет					Прогноз				
		2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Электропотребление (млн. киловатт-часов)	16651	17034	17429	17247	17850	17952	18303	18326	18440	18676
2.	Темпы изменения (процентов в год)	6,4	2,3	2,3	-1,0	3,5	0,57	1,95	0,12	0,62	1,27
3.	Максимум нагрузки (мегаватт)	2816	2859	3115	2857	3024	3045	3092	3114	3140	3209
4.	Темпы изменения (процентов в год)	2,7	1,5	9,0	-8,3	5,8	0,69	1,54	0,71	0,83	2,19
5.	Число часов использования максимума нагрузки (часов)	5913	5958	5595	6037	5903	5896	5919	5885	5873	5820

В таблице № 10 приведены показатели электропотребления и максимумы нагрузки Ростовской энергосистемы на перспективу до 2019 года с учетом нагрузки Красносулинского металлургического комбината.

Показатели электропотребления и максимумы нагрузки Ростовской энергосистемы
на перспективу до 2019 года с учетом нагрузки Красносулинского металлургического комбината (КМК)

№ п/п	Наименование показателя	Отчет					Прогноз				
		2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Электропотребление (млн. киловатт-часов)	16651	17034	17429	17247	17850	17952	18303	19446	19560	20411
1.1.	в том числе потребление КМК	–	–	–	–	–	–	–	1120	1120	1735
2.	Темпы изменения (процентов в год)	6,4	2,3	2,3	-1,0	3,5	0,57	1,95	6,24	0,58	4,35
3.	Максимум нагрузки (мегаватт)	2816	2859	3115	2857	3024	3045	3092	3338	3364	3556
3.1.	в том числе нагрузка КМК	–	–	–	–	–	–	–	224	224	347
4.	Темпы изменения (процентов в год)	2,7	1,5	9,0	-8,3	5,8	0,69	1,54	7,95	0,77	5,7
5.	Число часов использования максимума нагрузки (часов)	5913	5958	5595	6037	5903	5896	5857	5826	5815	5740

Прогноз максимума нагрузки по энергорайонам и энергоузлам энергосистемы Ростовской области приведен в таблице № 11.

Таблица № 11

ПРОГНОЗ
 максимума нагрузки по энергорайонам
 и энергоузлам энергосистемы Ростовской области

№ п/п	Наименование	2013 год	2019 год
		18 декабря 2013 г.	(прогноз)
		мегаватт	мегаватт
1	2	3	4
1.	Центральный энергорайон	1059,0	1292,5
1.1.	в том числе: город Ростов-на-Дону	650,0	806,5
1.2.	город Новочеркасск	158,0	176,4
2.	Южный энергорайон	135,0	169,0
3.	Юго-Западные электрические сети	269,7	358,6
3.1.	в том числе: город Таганрог	223,0	306,7
4.	Западный энергорайон	280,0	383,2 / 730,2
4.1.	в том числе: город Шахты	95,8	163,6
4.2.	КМК	–	0 / 347,0
5.	Юго-Восточный энергорайон	103,4	114,7
6.	Восточный энергорайон	263,6	407,7
6.1.	в том числе: город Волгодонск	63,0	69,6
6.2.	СН Ростовской АЭС	90,0	210,0
7.	Северный энергорайон	101,4	115,6
8.	Северо-Восточный энергорайон	206,8	235,2
9.	Итого нагрузка	2418,9	3076,4/3423,4
10.	Потери мощности в сети 220 – 500 кВ	85,0	132,6
11.	Годовой максимум нагрузки	2857,0	3209,0 / 3556,0

Планируемое присоединение электрической мощности (заявленная нагрузка) и сроки ввода в эксплуатацию наиболее крупных объектов, сооружаемых в Ростовской области в период 2014 – 2019 годов, приведены в таблице № 12.

ПЛАНИРУЕМОЕ
присоединение электрической мощности (заявленная нагрузка)
и сроки ввода в эксплуатацию наиболее крупных объектов,
сооружаемых в Ростовской области в период 2014 – 2019 годов

№ п/п	Наименование объекта	Максимальная нагрузка* (мегаватт)	Планируемый срок ввода объекта в эксплуатацию	Центр питания нагрузки
1	2	3	4	5
1.	Стадион и универсальный игровой спортивный зал для проведения чемпионата мира по футболу в 2018 году**	13,97	2017 год	ПС 110 кВ Спортивная
2.	Аэропортовый комплекс «Южный»**	21,5	2017 год	ПС 110 кВ АС10
3.	Конноспортивный комплекс ООО «АгроСоюз Юг Руси»**	15,0	2018 год	ПС 110 кВ Спортивная
4.	ОАО «Тагмет» (увеличение нагрузки)	26,00	2015 год	ПС 110 кВ Т22
5.	Электрометаллургический завод ЗАО «Донэлектросталь»	35,00	2020 год	ПС 110 кВ А12 и А26
6.	ООО «ЕВРАЗ Южный Стан» (прокатный комплекс)	18,00	2018 год	ПС 110 кВ Ш47
7.	ООО «Дон-Металл» (металлургический завод)	25,00	2015 год	ПС 110 кВ ГПП-1
8.	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	16,00	2016 год	Новая ПС 110 кВ
9.	ООО «Красносулинский Metallургический комбинат»	310,00 170,00	2017 год – 1-я очередь, 2019 год – 2-я очередь	ПС 220 кВ КМК
10.	ООО «КПД-ИНВЕСТ», 2-я очередь строительства района Левенцовский (4, 5 и 6 микрорайоны)	24,70	2020 год	ПС 110 кВ Р35

Примечание:

* Максимальная заявленная нагрузка объекта.

** Объекты, строительство которых включено в Программу подготовки к проведению чемпионата мира по футболу 2018 года.

1.5. Развитие генерирующих источников
и оценка перспективной балансовой ситуации
по электроэнергии и мощности на период 2015 – 2019 годов

1.5.1. Развитие генерирующих источников

Развитие генерирующих источников на территории Ростовской области на перспективу принято в соответствии с проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы».

Для покрытия потребности в базисной мощности ОЭС Юга в целом ОАО «Концерн Росэнергоатом» планирует в 2019 году ввод блока № 4 установленной мощностью 1100 МВт на Ростовской АЭС.

В 2010 году на Новочеркасской ГРЭС, входящей в состав ОАО «ОГК-2», начато строительство энергоблока № 9 К-330-240 с котлом, использующим технологию ЦКС, установленной мощностью 330 МВт. Ввод в эксплуатацию блока № 9 намечен на 2015 год.

В плане ОАО «Лукойл» по строительству и реконструкции генерирующих мощностей в Ростовской области предусмотрено проведение в 2015 году модернизации двух турбин на Ростовской ТЭЦ-2 с увеличением установленной мощности с 80 МВт до 100 МВт каждой.

Проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы» в разделе «Дополнительные вводы» предусмотрено строительство ВЭС Беглица ЗАО «ВГК» (51 ветрового агрегата мощностью 16,5 МВт) в 2018 году. В связи с отсутствием заявки на технологическое присоединение ВЭС Беглица, проработанной схемы выдачи мощности в перспективных балансах ВЭС Беглица не учитывалась.

Объемы модернизации и новых вводов мощности на электростанциях Ростовской энергосистемы в период 2015 – 2019 годов приведены в таблице № 13.

Таблица № 13

**ОБЪЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ
и новых вводов мощности на электростанциях
Ростовской энергосистемы в период 2015 – 2019 годов**

№ п/п	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2015 –
		год	год	год	год	год	2019
		мега- ватт	мега- ватт	мега- ватт	мега- ватт	мега- ватт	мега- ватт
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Модернизация на электростанциях*	160/200	–	–	–	–	160/200
1.1.	Ростовская ТЭЦ	160/200	–	–	–	–	160/200
1.2.	из них: ТЭЦ	160/200	–	–	–	–	160/200

1	2	3	4	5	6	7	8
2.	Вводы на электростанциях, всего	330	–	–	–	1100	1430
2.1.	Новочеркасская ГРЭС	330	–	–	–	–	330
2.2.	Ростовская АЭС	–	–	–	–	1100	1100
2.3.	из них: АЭС	–	–	–	–	1100	1100
2.4.	КЭС	330	–	–	–	–	330

Примечание.

* Числитель – мощность агрегатов до модернизации, знаменатель – мощность агрегатов после модернизации.

1.5.2. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2015 – 2019 годов

Балансы мощности и электроэнергии Ростовской энергосистемы на период до 2019 года составлены с учетом прогнозируемого уровня электропотребления, намечаемого ввода мощности на электростанциях и расчетного резерва мощности на них (в соответствии с распределением резерва между электростанциями ОЭС Юга).

При составлении баланса электроэнергии выработка Цимлянской ГЭС на перспективу учтена среднемноголетней величиной. Число часов использования располагаемой мощности Ростовской АЭС принято до 8154 часов в год, Новочеркасской ГРЭС до 4200 часов, ПГУ на Шахтинской ГТЭС до 4000 часов и ГТ-ТЭЦ – 3000 часов. Работа ТЭЦ на перспективу принимается с числом часов использования располагаемой мощности до 3500 часов, что выше, чем по тепловому графику (учитывается часть выработки ВД ТЭЦ по конденсационному циклу).

С вводом в промышленную эксплуатацию третьего блока 1070 МВт на Ростовской АЭС и блока № 9 мощностью 330 МВт на Новочеркасской ГРЭС (2015 год) избытки мощности и электроэнергии Ростовской энергосистемы возрастают в 2015 и 2016 годах до 3229 и 3182 МВт и до 13,6 и 19,3 млрд. кВт.ч. В последующий период избыток мощности и электроэнергии к 2019 году составит 4165,3 МВт и 16,8 млрд. кВт.ч, соответственно. Избытки мощности и электроэнергии предполагается передавать в другие энергосистемы ОЭС Юга.

Балансы мощности и электроэнергии Ростовской энергосистемы на период до 2019 года приведены в таблицах № 14 и № 15.

Исходя из сформированных балансов мощности и электроэнергии, для покрытия потребности энергосистемы Ростовской области строительство новых генерирующих мощностей на ее территории, кроме учтенных в балансах, не требуется.

Прогнозный баланс мощности Ростовской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы на 5-летний период приведен в таблице № 14.

Таблица № 14

ПРОГНОЗНЫЙ БАЛАНС
мощности Ростовской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы на 5-летний период*

№ п/п	Мощность	Факт	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
		мегаватт	мегаватт	мегаватт	мегаватт	мегаватт	мегаватт
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Установленная мощность	5 966,8	6336,8	6336,8	6336,8	6336,8	7436,8
1.1.	АЭС**	3 070,0	3070,0	3070,0	3070,0	3070,0	4170,0
1.2.	ГЭС**	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
1.3.	ТЭС**	2 679,1	3055,3	3055,3	3055,3	3055,3	3055,3
2.	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	1132,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5
2.1.	АЭС	1070,0	–	–	–	–	–
2.2.	ГЭС	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
2.3.	ТЭС	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
3.	Располагаемая мощность	4828,1	6274,3	6274,3	6274,3	6274,3	7374,3
3.1.	АЭС	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	3070,0	4170,0
3.2.	ГЭС	181,0	181,0	181,0	181,0	181,0	181,0
3.3.	ТЭС	2647,1	3023,3	3023,3	3023,3	3023,3	3023,3
4.	Максимум потребления	3024,2	3045,0	3092,0	3114,0	3140,0	3209,0

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	Процентов по отношению к предыдущему году	5,8	0,7	1,5	0,7	0,8	2,2
6.	Дефицит (-) / избыток (+)	1803,9	3229,3	3182,3	3160,3	3134,3	4165,3

Баланс электроэнергии Ростовской энергосистемы на период до 2019 года приведен в таблице № 15.

Таблица № 15

БАЛАНС
электроэнергии Ростовской энергосистемы на период до 2019 года

№ п/п	Энергосистема Ростовской области	2014 год отчет	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
		(млрд. киловатт-часов)	(млрд. киловатт-часов)	(млрд. киловатт-часов)	(млрд. киловатт-часов)	(млрд. киловатт-часов)	(млрд. киловатт-часов)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Потребность (потребление электрической энергии)	17,850	17,952	18,303	18,326	18,440	18,676
2.	Покрытие (производство электрической энергии)	28,900	31,569	37,595	36,859	34,898	35,482
2.1.	в том числе: АЭС	15,700	19,209	25,034	24,131	22,530	23,108
2.2.	ГЭС	0,500	0,549	0,611	0,611	0,611	0,611
2.3.	ТЭС	12,700	11,811	11,950	12,118	11,757	11,763
2.4.	ВИЭ	—	—	—	—	—	—
3.	Сальдо перетоков электрической энергии*	-11,000	-13,617	-19,292	-18,533	-16,458	-16,806

Перечень существующих ЛЭП и подстанций напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области на 1 января 2015 г. приведен в таблице № 16.

Таблица № 16

Перечень существующих ЛЭП и подстанций напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области на 1 января 2015 г.

№ п/п	Наименование ЛЭП
1	2
1.	ВЛ 500 кВ
1.1.	ВЛ 500 кВ Победа – Шахты
1.2.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная
1.3.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск
1.4.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1
1.5.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2
1.6.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск
1.7.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты
1.8.	ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты
1.9.	ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская
2.	ВЛ 330 кВ
2.1.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк
2.2.	ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская
2.3.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская
3.	ВЛ 220 кВ
3.1.	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15
3.2.	ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево
3.3.	ВЛ 220 кВ Великоцкая – Сысоево
3.4.	ВЛ 220 кВ Волгодонск –Котельниково
3.5.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС –Волгодонск
3.6.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК
3.7.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Городская-2
3.8.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2
3.9.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты
3.10.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская-2
3.11.	ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2
3.12.	ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10
3.13.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники
3.14.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 –Волгодонск
3.15.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП2 1-я цепь
3.16.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП2 2-я цепь
3.17.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Зимовники
3.18.	ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная
3.19.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты 1-я цепь
3.20.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты 2-я цепь

1	2
3.21.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг 1-я цепь
3.22.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг 2-я цепь
3.23.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ
3.24.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 1-я цепь
3.25.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 2-я цепь
3.26.	ВЛ 220 кВ Т-10 – Т-15
3.27.	ВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40
3.28.	ВЛ 220 кВ Р-40 – Ростовская
3.29.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская 1-я цепь
3.30.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская 2-я цепь
3.31.	ВЛ 220 кВ Ростовская – Т-15
3.32.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 1-я цепь
3.33.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 2-я цепь
3.34.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 1-я цепь
3.35.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 2-я цепь
3.36.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ 1-я цепь
3.37.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ 2-я цепь
3.38.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Зерновая
3.39.	ВЛ 220 кВ Зерновая – Сальская
3.40.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская
3.41.	ВЛ 220 кВ Сальская – Песчанокопская
3.42.	КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20
3.43.	ВЛ 220 кВ А-20 – А-30
3.44.	ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20
3.45.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Г-20
3.46.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово
3.47.	ВЛ 220 кВ Погорелово – Донецкая
3.48.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20
3.49.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС ГРЭС – НЗБ
3.50.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС ГРЭС – Ш-50
3.51.	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10
3.52.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты
3.53.	ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50
3.54.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская
3.55.	ВЛ 220 кВ Тихорецк – Песчанокопская с отпайкой на ПС 220 кВ Светлая
3.56.	ВЛ 220 кВ Староминская – А-30
3.57.	КЛ 220 кВ Т-10 – Т-20 Печная
3.58.	ВЛ 220 кВ Шахты – Печная
4.	ВЛ 110 кВ
4.1.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С4 1-я цепь
4.2.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С4 2-я цепь
4.3.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г2 с отпайкой на ПС Г13 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – Г13 – Г2)

1	2
4.4.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г15 с отпайкой на ПС Г13 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – Г13 – Г15)
4.5.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР (ВЛ 110 кВ НГРЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР)
4.6.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 2-я цепь с отпайкой на ПС ГСР (ВЛ 110 кВ НГРЭС – С2 2-я цепь с отпайкой на ПС ГСР)
4.7.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Н16 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – Н16)
4.8.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С7 (ВЛ 110 кВ НГРЭС – С7)
4.9.	ВЛ 110кВ С2 – С5
4.10.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С5 (ВЛ 110 кВ – Г-20 – С5)
4.11.	ВЛ 110кВ Г-20 – Замчалово
4.12.	ВЛ 110кВ Волченская ПТФ – Замчалово
4.13.	ВЛ 110кВ С2 – Лесостепь
4.15.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская 1-я цепь)
4.16.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская 2-я цепь)
4.17.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ЗИВ
4.18.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово 1-я цепь с отпайкой на ПС К4 (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – К4 – Погорелово 1-я цепь)
4.19.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово 2-я цепь с отпайкой на ПС К4 (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – К4 – Погорелово 2-я цепь)
4.20.	ВЛ 110 кВ Погорелово – Чеботовская
4.21.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Колодезянская
4.22.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово 1-я цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона Миллерово – ГОК – Старая Станица – Тарасовская – Погорелово 1-я цепь)
4.23.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово 2-я цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промзона – Миллерово – ГОК – С. Станица – Тарасовская – Погорелово 2-я цепь)
4.24.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево 1-я цепь)
4.25.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево 2-я цепь)
4.26.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Ал. Лозовская
4.27.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская (ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская)
4.28.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская (ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская)
4.29.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Вешенская-1 2-я цепь
4.30.	ВЛ 110 кВ Маяк – Промзона
4.31.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – НСЗ – Вешенская-1 1-я цепь
4.32.	ВЛ 110 кВ Б11 – Милютинская
4.33.	ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково

1	2
4.35.	ВЛ 110 кВ Б12 – Б11
4.36.	ВЛ 110 кВ Б12 – Г. Калитвенская
4.37.	ВЛ 110 кВ Б12 – Ш. Быстрианская
4.38.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Советская 2
4.39.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская 1-я цепь
4.40.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская 2-я цепь
4.41.	ВЛ 110 кВ ГПП 1 – ГПП 2 1-я цепь
4.42.	ВЛ 110 кВ ГПП 1 – ГПП 2 2-я цепь
4.43.	ВЛ 110 кВ Н17 – Новиковская с отпайкой на ПС Искра (ВЛ 110 кВ Н17 – Искра – Новиковская)
4.44.	ВЛ 110 кВ Б3 – Ясногорская – Синегорская – Садкинская
4.45.	ВЛ 110 кВ Н4 – Н13 с отпайкой на ПС Н1 (ВЛ 110 кВ Н4 – Н1 – Н13)
4.46.	ВЛ 110 кВ Н13 – Н9
4.47.	ВЛ 110 кВ Н8 – Н4
4.48.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н17
4.49.	ВЛ 110 кВ Н9 – Ш38
4.50.	ВЛ 110 кВ Н16 – Ш38 с отпайкой на ПС Н1 (ВЛ 110 кВ Н16 – Н1 – Ш38)
4.51.	ВЛ 110 кВ Н8 – НЗПМ
4.52.	ВЛ 110 кВ Ш14 – Ш47
4.53.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Лесостепь (ВЛ 110 кВ ШГТЭС – Лесостепь)
4.54.	ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш8 – Ш28
4.55.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Шахты (ВЛ 110 кВ ШГТЭС – Ш30)
4.56.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш35
4.57.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш37
4.58.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Ш6 с отпайкой на ПС Ш49 (ВЛ 110 кВ Ш6 – Ш49 – ШГТЭС)
4.59.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 1-я цепь (ВЛ 110 кВ НЗБ-ГТП 1-я цепь)
4.60.	ВЛ 110 кВ Ш46 – Ш34
4.61.	ВЛ 110 кВ Константиновская – Ш14
4.62.	ВЛ 110 кВ Ш36 – Ш14
4.63.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 1-я цепь
4.64.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 2-я цепь
4.65.	ВЛ 110 кВ Ш37 – Ш14
4.66.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 2-я цепь (ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 2-я цепь)
4.67.	ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская
4.68.	ВЛ 110 кВ Сальская – Трубецкая
4.69.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Песчанокопская тяговая 1-я цепь
4.70.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская 1-я цепь
4.71.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2 (ВЛ 110 кВ Р40 – ГПП4 – Р17 – Р10 – Р7 – Р5)
4.72.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайкой на ПС Р24 (ВЛ 110 кВ Р40 – Р24 – Р5)
4.73.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС15 (ВЛ 110 кВ Р4 – АС15)

1	2
4.74.	ВЛ 110 кВ АС15 – АС6
4.75.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Хуторская с отпайкой на ПС Глубокинская (ВЛ 110 кВ Зимовники – Глубокинская – Хуторская)
4.76.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО 1-я цепь
4.77.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО – АРЗ 2-я цепь
4.78.	ВЛ 110 кВ Сальская – АРЗ 1-я цепь
4.79.	ВЛ 110 кВ Сальская – Сальская тяговая 1-я цепь
4.80.	ВЛ 110 кВ Сальская – Сальская тяговая 2-я цепь
4.81.	ВЛ 110 кВ Целинская – Трубецкая
4.82.	ВЛ 110 кВ Егорлыкская – Целинская
4.83.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Нариманов – Конзавод
4.84.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал (ВЛ 110 кВ ЦГЭС – Северный Портал)
4.85.	ВЛ 110 кВ Центральная – Цимлянская
4.86.	ВЛ 110 кВ ЦГЭС – Центральная
4.87.	ВЛ 110 кВ Дубенцовская – Большовская
4.88.	ВЛ 110 кВ Стройбаза1 – Жуковская
4.89.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками (ВЛ 110 кВ Жуковская – Вербовая – М. Лучка – Котельниково)
4.90.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Октябрьская
4.91.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37
4.92.	ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37 (ВЛ 110 кВ Р1 – Р37 – РСМ)
4.93.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33
4.94.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками
4.95.	КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками (КВЛ 110 кВ Р23 – Р25 – ПП2 – Р22)
4.96.	ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь (ВЛ 110 кВ Р29 – Чалтырь – Хапры)
4.97.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 2-я цепь)
4.98.	ВЛ 110кВ Р-4 – Р41
4.99.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Р4 – РСМ 1-я цепь)
4.100.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Р4 – РСМ 2-я цепь)
4.101.	ВЛ 110 кВ Р-40 – АС12(ВЛ 110 кВ Р40 – АС12)
4.102.	ВЛ 110кВ Р-40 – ГПП4
4.103.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 1 (ВЛ 110 кВ Р40 – Р10 – Р24 – Р5)
4.104.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП 1-я цепь с отпайкой на ПС ГТП3 (ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП3 – ГТП 1-я цепь)
4.105.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Р23 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1 – Р31 – Р16 – Р25 – Р23)
4.106.	ВЛ 110 кВ БГ2 – АС1
4.107.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р28 – Р8 1-я цепь
4.108.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1 – Р31 – Р16 – Р25 – Р23
4.109.	ВЛ 110 кВ АС12 – Н9
4.110.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ2
4.111.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ6

1	2
4.112.	ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10
4.113.	ВЛ 110 кВ НГ8 – НЗБ
4.114.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская
4.115.	ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская
4.116.	ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры
4.117.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Самбек с отпайкой на ПС Т10 тяговая (КВЛ 110 кВ Т10 – Т10 тяговая – Самбек)
4.118.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Отраденнская – Ефремовская
4.119.	ВЛ 110 кВ Самарская – Юбилейная
4.120.	ВЛ 110 кВ зерновая – В1 с отпайкой на ПС Краснолучинская (ВЛ 110 кВ зерновая – Краснолучинская – В1)
4.121.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая (ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная)
4.122.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т25
4.123.	ВЛ 110 кВ Песчанокотская – Роговская
4.124.	ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая
4.125.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая
4.126.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Кугей тяговая
4.127.	ВЛ 110 кВ СМ1 – СМ4
4.128.	ВЛ 110 кВ СМ4 – БГ6
4.129.	ВЛ 110 кВ зерновая – ЗР10
4.130.	ВЛ 110 кВ Роговская – Балкогрузская
4.131.	ВЛ 110 кВ Койсуг – АС1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – БОС – АС4 – АС1)
4.131.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками (ВЛ 110 кВ НЗБ – НЗПМ – АС11 – НГ5)
4.132.	ВЛ110 кВ зерновая – ЗР3 с отпайкой на ПС ЗР15 (ВЛ 110 кВ зерновая – ЗР15 – ЗР3)
4.133.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 2-я цепь
4.134.	ВЛ 110 кВ ЗР3 – Егорлыкская
4.135.	ВЛ 110 кВ ЗР10 – ЗР14
4.136.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 1-я цепь
4.137.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 2-я цепь (ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП 2-я цепь)
4.138.	ВЛ 110 кВ А-20 – А12 1-я цепь
4.139.	ВЛ 110 кВ А-20 – А12 2-я цепь
4.140.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 1-я цепь
4.141.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 2-я цепь
4.142.	ВЛ 110 кВ А-30 – А32
4.143.	ВЛ 110 кВ А-30 – Кугей тяговая
4.144.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т12-Т1/1
4.145.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н15 – Н21
4.146.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т22 – Т23
4.147.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Дарагановская – ТОС/1

1	2
4.148.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками (ВЛ 110 кВ Т11 – Т24 – Т24д – Т26 – Т27 – Т25)
4.149.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Ремонтная тяговая
4.150.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – ЗСП 1-я цепь
4.151.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – ПБ1 – ПБ2 – НС9 – НС2 – Зимовники)
4.152.	ВЛ 110 кВ Искра – Черкасы
4.153.	ВЛ 110 кВ Цимлянская – Искра
4.154.	ВЛ 110 кВ Приморская – Добровольская
4.155.	ВЛ 110 кВ Водозабор – Добровольская
4.156.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ЮЗР (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – ЮЗР)
4.157.	ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – Приморская
4.158.	ВЛ 110 кВ Черкасы – Стычная
4.159.	ВЛ 110 кВ Городская – ЮЗР
4.160.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – Водозабор)
4.161.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ПБ1
4.162.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП1 1-я цепь
4.163.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Кантемир
4.164.	ВЛ 110 кВ Суровикино 220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская1 (ВЛ 110 кВ № 61)
4.165.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р-40 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р4 – Р17 – Р7 – Р40)
4.166.	ВЛ 110 кВ С7 – Н8
4.167.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г18 ВЛ 110 кВ Г18 – Г4
4.168.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 1-я цепь
4.169.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 2-я цепь
4.170.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г19 – Дальняя 1-я цепь
4.171.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г19 – Дальняя 2-я цепь
4.172.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г14 с отпайками (ВЛ 110 кВ Г20 – Г9 – Карьер – Щебзавод – Г14)
4.173.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г15
4.174.	ВЛ 110 кВ С2 – С3
4.175.	ВЛ 110 кВ С3 – Г4
4.176.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С2 (ВЛ 110 кВ Г20 – С2)
4.177.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ
4.178.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ЗИВ
4.179.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ 1-я цепь
4.180.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ 1-я цепь
4.181.	ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка
4.182.	ВЛ 110 кВ Донецкая – НПС3
4.183.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 1-я цепь (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – ГПП1 1-я цепь)
4.184.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 2-я цепь (ВЛ 110 кВ КТЭЦ – ГПП1 2-я цепь)

1	2
4.185.	ВЛ 110 кВ Чеботовская – НПСЗ
4.186.	ВЛ 110 кВ Милютинская – В. Свечниковская
4.187.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Колодезянская с отпайкой на ПС Дегтевская (ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Дегтевская – Колодезянская)
4.188.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Казанская – Суходольная 2-я цепь
4.189.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная 1-я цепь
4.190.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская 1-я цепь
4.191.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская 2-я цепь
4.192.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская (ВЛ 110 кВ Вешенская2 – Калининская)
4.193.	ВЛ 110 кВ Серафимович – Калининская (ВЛ 110 кВ № 503)
4.194.	ВЛ 110 кВ Каргинская – В. Свечниковская
4.195.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Маяк
4.196.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Новоселовская – Кашарская
4.197.	ВЛ 110 кВ Б2 – Б5
4.198.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б2
4.199.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ (ВЛ 110 кВ Б3 – Богатовская ПТФ – Б1)
4.200.	ВЛ 110 кВ Кашары – Макеевка
4.201.	ВЛ 110 кВ Промзона – Туриловская
4.202.	ВЛ 110 кВ Туриловская – Сулин
4.203.	ВЛ 110 кВ Кашары – Индустрия
4.204.	ВЛ 110 кВ Б1 – Промзона
4.205.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 1-я цепь
4.206.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 2-я цепь
4.207.	ВЛ 110 кВ Новиковская – Алексеевская
4.208.	ВЛ 110 кВ БПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская
4.209.	ВЛ 110 кВ С2 – Ш44 – ЦОФ
4.210.	ВЛ 110 кВ С2– Ш 44 – НЗПМ
4.211.	ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш8 – Ш45
4.212.	ВЛ 110 кВ ЦОФ – Ш9
4.213.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш9 (ВЛ 110 кВ Ш50 – Ш9)
4.214.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Заводская (ВЛ 110 кВ Ш50 – Заводская)
4.215.	ВЛ 110 кВ Шахты – Заводская (ВЛ 110 кВ Ш30 – Заводская)
4.216.	ВЛ 110кВ Ш-30 – С6
4.217.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш35 (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш35)
4.218.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш36 (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш36)
4.219.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш46 (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш46)
4.220.	ВЛ 110кВ Ш-50 – Ш16 – Ш28
4.221.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш16 – Ш45
4.222.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш6 1-я цепь)
4.223.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Ш30 – Ш6 2-цепь)
4.224.	ВЛ 110 кВ Ш6 – ГПП – Ш29 1-я цепь
4.225.	ВЛ 110 кВ Ш6 – ГПП – Ш29 2-я цепь

1	2
4.226.	ВЛ 110 кВ Ш47 – СМ1
4.227.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Ганчуковская
4.228.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Орловская
4.229.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Двойная тяговая
4.230.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Ганчуковская
4.231.	ВЛ 110 кВ Орловская – Куберле 2
4.231.	ВЛ 110 кВ Куберле 2 – Харьковская
4.232.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Песчанокопская тяговая 2-я цепь
4.233.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Развиленская
4.234.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 1-я цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р4 – Восточная – Р21 – Р2 – Р23 1-я цепь)
4.235.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 2-я цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р4 – Восточная – Р21 – Р2 – Р23 2-я цепь)
4.236.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р5 – Р6 – Р26 – Р29)
4.237.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 (ВЛ 110 кВ Р5 – Р3 – Р12)
4.238.	ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская (ВЛ 110 кВ Сальская – КС Сальская – Сандатовская)
4.239.	ВЛ 110 кВ Сальская – НС1
4.240.	ВЛ 110 кВ Сандатовская – Виноградовская
4.241.	ВЛ 110 кВ Куберле 2 – Харьковская
4.242.	ВЛ 110 кВ Заветинская – Советская
4.243.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская 2-я цепь
4.244.	ВЛ 110 кВ Обливная – Дубенцовская
4.245.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Дружба
4.246.	ВЛ 110 кВ Зимовники – НС3
4.247.	ВЛ 110 кВ Хуторская – Ремонтненская с отпайкой на ПС Приволенская (ВЛ 110 кВ Хуторская – Приволенская – Ремонтненская)
4.248.	ВЛ 110 кВ КГУ – Константиновская
4.249.	ВЛ 110 кВ Шебалинская – Заветинская
4.250.	ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская
4.251.	ВЛ 110 кВ Северный Портал – Мартыновская
4.252.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Харьковская с отпайкой на ПС Василевская (ВЛ 110 кВ Зимовники – Василевская – Харьковская)
4.253.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Обливная
4.254.	ВЛ 110 кВ Обливная – Комаровская
4.255.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ (ВЛ 110 кВ ЦГЭС – ВОЭЗ)
4.256.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Несмеян
4.257.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное
4.258.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – Р19 1-я цепь)
4.259.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – РТЭЦ2 1-я цепь)
4.260.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – РТЭЦ2 2-я цепь)
4.261.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 (ВЛ 110 кВ Р20 – Р29)

1	2
4.262.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Р20 – Р19 2-я цепь)
4.263.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 1-я цепь)
4.264.	ВЛ 110кВ Р29 – Чалтырь
4.265.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – Р26 – Р6 – Р5)
4.266.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС10 с отпайкой на ПС НЗПМ (ВЛ 110 кВ Р4 – НЗПМ – АС10)
4.267.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 1-я цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – РТЭЦ2 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 1-я цепь)
4.268.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 2-я цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Р20 – Р38 – Р9 – Р35 – А25 – А20 2-я цепь)
4.269.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1
4.270.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ3
4.271.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ3
4.272.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ2
4.273.	ВЛ 110 кВ БТ3 – БТ2
4.274.	ВЛ 110 кВ АС6 – НГ8
4.275.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р28 – Р8 2-я цепь
4.276.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 (ВЛ 110 кВ Т10 – Т11)
4.277.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т21
4.278.	ВЛ 110 кВ Т-21 – Т-15
4.279.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 (ВЛ 110 кВ Т15 – Т25)
4.280.	ВЛ 110 кВ Зерновая – БГ2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Зерновая – Полячки – Манычская – Звонкая – БГ2)
4.290.	ВЛ 110 кВ Ефремовская – Федоровская
4.291.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 – Т23
4.292.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками (ВЛ 110 кВ Т15 – Некрасовская – Латоновская – Алексеевская)
4.293.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган (ВЛ 110 кВ Т15 – Матвеев Курган)
4.294.	ВЛ 110 кВ НС6 – Черкесская
4.295.	ВЛ 110 кВ Черкесская – Волочаевская
4.296.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Уютненская
4.297.	ВЛ 110 кВ В1 – В2
4.298.	ВЛ 110 кВ В10 – СМ3
4.299.	ВЛ 110 кВ В2 – В10
4.300.	ВЛ 110 кВ СМ3 – Комаровская
4.301.	ВЛ 110 кВ СМ2 – КГУ
4.302.	ВЛ 110 кВ СМ2 – Дубенцовская
4.303.	ВЛ 110 кВ НГ5 – КС3 с отпайками (ВЛ 110 кВ НГ5 – АС11 – Р32 – КС3)
4.304.	ВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками (ВЛ 110 кВ Койсуг – НС1 – НС2 – НС3 – А30)
4.305.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками (КВЛ 110 кВ Койсуг – Р31 – Р16 – ПП2 – Р22)
4.306.	ВЛ 110 кВ Носово – Рябиновская
4.307.	ВЛ 110 кВ Т-15 – ТОС/2

1	2
4.308.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т24Д
4.309.	ВЛ 110 кВ Б1 – Б4
4.310.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 1-я цепь (ВЛ 110 кВ Б10 – Б3 1-я цепь)
4.311.	ВЛ 110 кВ Б-10 – Б3 2-я цепь (ВЛ 110 кВ Б10 – Б3 2-я цепь)
4.312.	ВЛ 110 кВ Б3 – Г14
4.313.	ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1
4.314.	ВЛ 110 кВ Б5 – Б8
4.315.	ВЛ 110 кВ Б8 – Б12
4.316.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т17 – Т5/1
4.317.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т17 – Т5/2
4.318.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т12 – Т13 – Т1/2
4.319.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т13 – Т9/1
4.320.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т13 – Т9/2
4.321.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками (ВЛ 110 кВ Т10 – Т24 – Т24д – Т26 – Т27 – Т15)
4.322.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – I43 – ЗСП 2-я цепь
4.323.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Лиманная – Носово
4.324.	ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста-Западная с отпайкой на ПС Богородская (ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Богородская – Элиста-Западная)
4.325.	ВЛ 110 кВ ВдПТФ – Стройбаза1
4.326.	ВЛ 110 кВ Дружба – Дубовская
4.327.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Придорожная – Харсеевка
4.328.	ВЛ 110 кВ НС6 – Черкесская
4.329.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ВОЭЗ (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ1 – ВОЭЗ)
4.330.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – НС1
4.331.	ВЛ 110 кВ Ремонтная – Денисовская
4.332.	ВЛ 110 кВ Денисовская – Овцевод
4.333.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ВдПТФ (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – ВдПТФ)
4.334.	ВЛ 110 кВ Дубовская – Ремонтная тяговая
4.335.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП1 2-я цепь
4.336.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская (ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ2 – Городская)
4.337.	ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково (ВЛ 110 кВ № 62)
4.338.	ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32 (ВЛ 110 кВ Р4 – Р32 – КС3)
4.338.	ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино
5.	ПС 500 кВ
5.1.	ПС 500 кВ Шахты
5.2.	ПС 500 кВ Ростовская
6.	ПС 220 кВ
6.1.	ПС 220 кВ Вешенская-2
6.2.	ПС 220 кВ Зимовники
6.3.	ПС 220 кВ НЭЗ
6.4.	ПС 220 кВ РП Волгодонск

1	2
6.5.	ПС 220 кВ Городская-2
6.6.	ПС 220 кВ Песчанокопская
6.7.	ПС 220 кВ Р-20
6.8.	ПС 220 кВ Сальск
6.9.	ПС 220 кВ Т-10
6.10.	ПС 220 кВ А-20
6.11.	ПС 220 кВ Т-15
6.12.	ПС 220 кВ Донецкая
6.13.	ПС 220 кВ Печная
6.14.	ПС 220 кВ Ш50
6.15.	ПС 220 кВ Зерновая
6.16.	ПС 220 кВ НЗБ
6.17.	ПС 220 кВ Б-10
6.18.	ПС 220 кВ ГПП2
6.19.	ПС 220 кВ Койсуг
6.20.	ПС 220 кВ Р-4
6.21.	ПС 220 кВ Р-40
6.22.	ПС 220 кВ Элиста Северная
6.23.	ПС 220 кВ А-30
6.24.	ПС 220 кВ Т-20 Печная
6.25.	ПС 220 кВ Погорелово
6.26.	ПС 220 кВ Г-20
6.27.	ПС 220 кВ Сысоево
7.	ПС 110 кВ
7.1.	ПО Центральные электрические сети
7.1.1.	ПС 110 кВ АС1
7.1.2.	ПС 110 кВ АС4
7.1.3.	ПС 110 кВ АС6
7.1.4.	ПС 110 кВ АС10
7.1.5.	ПС 110 кВ АС11
7.1.6.	ПС 110 кВ АС12
7.1.7.	ПС 110 кВ АС15
7.1.8.	ПС 110 кВ БГ1
7.1.9.	ПС 110 кВ БГ2
7.1.10.	ПС 110 кВ БГ6
7.1.11.	ПС 110 кВ БТ1
7.1.12.	ПС 110 кВ БТ 2
7.1.13.	ПС 110 кВ БТ 3
7.1.14.	ПС 110 кВ В1
7.1.15.	ПС 110 кВ В2
7.1.16.	ПС 110 кВ В10
7.1.18.	ПС 110 кВ ГТП
7.1.19.	ПС 110 кВ ГТП 2
7.1.20.	ПС 110 кВ ГТП3

1	2
7.1.21.	ПС 110 кВ ГТП4
7.1.22.	ПС 110 кВ НГ4
7.1.23.	ПС 110 кВ НГ5
7.1.24.	ПС 110 кВ НГ6
7.1.25.	ПС 110 кВ НГ8
7.1.26.	ПС 110 кВ НЗПМ
7.1.27.	ПС 110 кВ КС3
7.1.28.	ПС 110 кВ РСМ1
7.1.29.	ПС 110 кВ ГПП4
7.1.30.	ПС 110кВ Р1
7.1.31.	ПС 110 кВ Р2
7.1.32.	ПС 110 кВ Р3
7.1.33.	ПС 110 кВ Р5
7.1.34.	ПС 110 кВ Р6
7.1.35.	ПС 110 кВ Р7
7.1.36.	ПС 110 кВ Р8
7.1.37.	ПС 110 кВ Р9
7.1.38.	ПС 110 кВ Р10
7.1.39.	ПС 110 кВ Р12
7.1.40.	ПС 110 кВ Р16
7.1.41.	ПС 110 кВ Р17
7.1.42.	ПС 110 кВ Р18
7.1.43.	ПС 110 кВ Р9
7.1.44.	ПС 110 кВ Р21
7.1.45.	ПС 110 кВ Р22
7.1.46.	ПС 110 кВ Р23
7.1.47.	ПС 110 кВ Р24
7.1.48.	ПС 110 кВ Р25
7.1.49.	ПС 110 кВ Р26
7.1.50.	ПС 110 кВ Р28
7.1.51.	ПС 110 кВ Р29
7.1.52.	ПС 110 кВ Р31
7.1.53.	ПС 110 кВ Р32
7.1.54.	ПС 110 кВ Р33
7.1.55.	ПС 110 кВ Р35
7.1.56.	ПС 110 кВ Р37
7.1.57.	ПС 110 кВ Р38
7.1.58.	ПС 110 кВ Р41
7.1.59.	ПС 110 кВ Р27
7.1.60.	ПС 110 кВ СМ1
7.1.61.	ПС 110 кВ СМ2
7.1.62.	ПС 110 кВ СМ3
7.1.63.	ПС 110 кВ СМ4
7.1.64.	ПС 110 кВ Хапры

1	2
7.1.65.	ПС 110 кВ Р19
7.2.	ПО Южные электрические сети
7.2.1.	ПС 110 кВ А1
7.2.2.	ПС 110 кВ А12
7.2.3.	ПС 110 кВ А25
7.2.4.	ПС 110 кВ А26
7.2.5.	ПС 110 кВ А31
7.2.6.	ПС 110 кВ А32
7.2.7.	ПС 110 кВ Балкогрузская
7.2.8.	ПС 110 кВ БОС
7.2.9.	ПС 110 кВ Егорлыкская
7.2.10.	ПС 110 кВ Звонкая
7.2.11.	ПС 110 кВ Зерновая
7.2.12.	ПС 110 кВ ЗР3
7.2.13.	ПС 110 кВ ЗР10
7.2.14.	ПС 110 кВ ЗР14
7.2.15.	ПС 110 кВ ЗР15
7.2.16.	ПС 110 кВ Кр. Лученская
7.2.17.	ПС 110 кВ Кугей тяговая
7.2.18.	ПС 110 кВ Манычская
7.2.19.	ПС 110 кВ НС1
7.2.20.	ПС 110 кВ НС2
7.2.21.	ПС 110 кВ НС3
7.2.22.	ПС 110 кВ Полячки
7.2.23.	ПС 110 кВ Роговская
7.2.24.	ПС 110 кВ Самарская
7.2.25.	ПС 110 кВ Юбилейная
7.3.	ПО Юго-Западные электрические сети
7.3.1.	ПС 110 кВ Алексеевская
7.3.2.	ПС 110 кВ Дарагановская
7.3.3.	ПС 110 кВ Ефремовская
7.3.4.	ПС 110 кВ Искра
7.3.5.	ПС 110 кВ Латоновская
7.3.6.	ПС 110 кВ Лиманная
7.3.7.	ПС 110 кВ Некрасовская
7.3.8.	ПС 110 кВ Новиковская
7.3.9.	ПС 110 кВ Носово
7.3.10.	ПС 110 кВ Отрадненская
7.3.11.	ПС 110 кВ Очистные сооружения1
7.3.12.	ПС 110 кВ Рябиновская
7.3.13.	ПС 110 кВ Самбек
7.3.14.	ПС 110 кВ Синявская
7.3.15.	ПС 110 кВ Т1
7.3.16.	ПС 110 кВ Т5

1	2
7.3.17.	ПС 110 кВ Т9
7.3.18.	ПС 110 кВ Т-10 тяговая
7.3.19.	ПС 110 кВ Т11
7.3.20.	ПС 110 кВ Т12
7.3.21.	ПС 110 кВ Т13
7.3.22.	ПС 110 кВ Матвеев Курган
7.3.23.	ПС 110 кВ Т21
7.3.24.	ПС 110 кВ Т22
7.3.25.	ПС 110 кВ Т23
7.3.26.	ПС 110 кВ Т24
7.3.27.	ПС 110 кВ Т24 «ДЭУ»
7.3.28.	ПС 110 кВ Т25
7.3.29.	ПС 110 кВ Т26
7.3.30.	ПС 110 кВ Т27
7.3.31.	ПС 110 кВ Федоровская
7.3.32.	ПС 110 кВ Чалтырь
7.4.	ПО Западные электрические сети
7.4.1.	ПС 110 кВ Г2
7.4.2.	ПС 110 кВ Г4
7.4.3.	ПС 110 кВ Г9
7.4.4.	ПС 110 кВ Г10
7.4.5.	ПС 110 кВ Г13
7.4.6.	ПС 110 кВ Г14
7.4.7.	ПС 110 кВ Г15
7.4.8.	ПС 110 кВ Г18
7.4.9.	ПС 110 кВ Г19
7.4.10.	ПС 110кВ Гидропривод
7.4.11.	ПС 110 кВ ГПП НЗНП
7.4.12.	ПС 110 кВ ГСР
7.4.13.	ПС 110 кВ Дальняя
7.4.14.	ПС 110 кВ Заводская
7.4.15.	ПС 110 кВ Замчалово
7.4.16.	ПС 110 кВ Карьер
7.4.17.	ПС 110 кВ Лесостепь
7.4.18.	ПС 110 кВ Н1
7.4.19.	ПС 110кВ Н4
7.4.20.	ПС 110 кВ Н8
7.4.10.	ПС 110 кВ Н9
7.4.22.	ПС 110 кВ Н13
7.4.23.	ПС 110кВ Н15
7.4.24.	ПС 110 кВ Н16
7.4.25.	ПС 110 кВ Н17
7.4.26.	ПС 110 кВ Н21
7.4.27.	ПС 110 кВ С1

1	2
7.4.28.	ПС 110 кВ С2
7.4.29.	ПС 110 кВ С 3
7.4.30.	ПС 110 кВ С4
7.4.31.	ПС 110 кВ С4 «Стальная»
7.4.32.	ПС 110 кВ С5
7.4.33.	ПС 110 кВ С6
7.4.34.	ПС 110 кВ С7
7.4.35.	ПС 110 кВ ЦОФ «Аютинская»
7.4.36.	ПС 110 кВ Ш6
7.4.37.	ПС 110 кВ Ш8
7.4.38.	ПС 110 кВ Ш9
7.4.39.	ПС 110 кВ Ш14
7.4.40.	ПС 110 кВ Ш16
7.4.41.	ПС 110 кВ Ш28
7.4.42.	ПС 110 кВ Ш29
7.4.43.	ПС 110 кВ Ш34
7.4.44.	ПС 110 кВ Ш35
7.4.45.	ПС 110 кВ Ш36
7.4.46.	ПС 110 кВ Ш37
7.4.47.	ПС 110 кВ Ш38
7.4.48.	ПС 110 кВ Ш42
7.4.49.	ПС 110 кВ Ш43
7.4.50.	ПС 110 кВ Ш44
7.4.51.	ПС 110 кВ Ш45
7.4.52.	ПС 110 кВ Ш46
7.4.53.	ПС 110 кВ Ш47
7.4.54.	ПС 110 кВ Ш49
7.4.55.	ПС 110 кВ ЩБЗ
7.5.	ПО Восточные электрические сети
7.5.1.	ПС 110 кВ Б. Ремонтное
7.5.2.	ПС 110 кВ Богородская
7.5.3.	ПС 110 кВ Большовская
7.5.4.	ПС 110 кВ Василевская
7.5.5.	ПС 110кВ Вд ПТФ
7.5.6.	ПС 110 кВ Вербовая
7.5.7.	ПС 110 кВ Водозабор
7.5.8.	ПС 110 кВ ВОЭЗ
7.5.9.	ПС 110 кВ Глубокинская
7.5.10.	ПС 110 кВ Городская
7.5.11.	ПС 110 кВ ГПП1
7.5.12.	ПС 110 кВ ГПП2
7.5.13.	ПС 110 кВ Денисовская
7.5.14.	ПС 110 кВ Добровольская
7.5.15.	ПС 110 кВ Дружба

1	2
7.5.16.	ПС 110 кВ Дубенцовская
7.5.17.	ПС 110 кВ Дубовская
7.5.18.	ПС 110 кВ Двойная тяговая
7.5.19.	ПС 110 кВ Двойная тяговая
7.5.20.	ПС 110 кВ Жуковская
7.5.21.	ПС 110 кВ Заветинская
7.5.22.	ПС 110 кВ Зимовники тяговая
7.5.23.	ПС 110 кВ Искра
7.5.24.	ПС 110 кВ Комаровская
7.5.25.	ПС 110 кВ Конзаводская
7.5.26.	ПС 110 кВ Константиновская
7.5.27.	ПС 110 кВ Малая Лучка
7.5.28.	ПС 110 кВ Мартыновская
7.5.29.	ПС 110 кВ Наримановская
7.5.30.	ПС 110 кВ Волгодонская ТЭЦ1 (котельная Волгодонской ТЭЦ 2)
7.5.31.	ПС 110 кВ Несмеяновская
7.5.32.	ПС 110 кВ НС1
7.5.33.	ПС 110 кВ НС2
7.5.34.	ПС 110 кВ НС3
7.5.35.	ПС 110 кВ НС6
7.5.36.	ПС 110 кВ НС9
7.5.37.	ПС 110 кВ Обливная
7.5.38.	ПС 110 кВ Овцевод
7.5.39.	ПС 110 кВ Октябрьская
7.5.40.	ПС 110 кВ ПБ1
7.5.41.	ПС 110 кВ ПБ2
7.5.42.	ПС 110 кВ Приволенская
7.5.43.	ПС 110 кВ Придорожная
7.5.44.	ПС 110 кВ Приморская
7.5.45.	ПС 110 кВ Ремонтненская
7.5.46.	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая
7.5.47.	ПС 110 кВ Северный Портал
7.5.48.	ПС 110 кВ Стычная
7.5.49.	ПС 110 кВ Стычная
7.5.50.	ПС 110 кВ Стройбаза1
7.5.51.	ПС 110 кВ Харсеевская
7.5.52.	ПС 110 кВ Харьковская
7.5.53.	ПС 110 кВ Хуторская
7.5.54.	ПС 110 кВ Центральная
7.5.55.	ПС 110 кВ Цимлянская
7.5.56.	ПС 110 кВ Черкасы
7.5.57.	ПС 110 кВ Шебалинская
7.5.58.	ПС 110 кВ ЮЗР
7.5.59.	ПС 110 кВ КГУ

1	2
7.6.	ПО Северные электрические сети
7.6.1.	ПС 110 кВ Ал. Лозовская
7.6.2.	ПС 110 кВ В. Свечниковская
7.6.3.	ПС 110 кВ Вешенская 1
7.6.4.	ПС 110 кВ ГОК
7.6.5.	ПС 110 кВ Дегтевская
7.6.6.	ПС 110 кВ Индустрия
7.6.7.	ПС 110 кВ Казанская
7.6.8.	ПС 110 кВ Калининская
7.6.9.	ПС 110 кВ Каргинская
7.6.10.	ПС 110 кВ Кашарская
7.6.11.	ПС 110 кВ Колодезянская
7.6.12.	ПС 110 кВ Макеевская
7.6.13.	ПС 110 кВ Маяк
7.6.14.	ПС 110 кВ Миллерово
7.6.15.	ПС 110 кВ Новоселовская
7.6.16.	ПС 110 кВ НСЗ
7.6.17.	ПС 110 кВ Промзона
7.6.18.	ПС 110 кВ Сохрановская
7.6.19.	ПС 110 кВ Ст. Станица
7.6.20.	ПС 110 кВ Сулин
7.6.21.	ПС 110 кВ Суходольная
7.6.22.	ПС 110 кВ Тиховская
7.6.23.	ПС 110 кВ Туриловская
7.6.24.	ПС 110 кВ Чертковская
7.7.	ПО Северо-Восточные электрические сети
7.7.1.	ПС 110 кВ Б1
7.7.2.	ПС 110 кВ Б2
7.7.3.	ПС 110 кВ Б3
7.7.4.	ПС 110 кВ Б4
7.7.5.	ПС 110 кВ Б5
7.7.6.	ПС 110 кВ Б8
7.7.7.	ПС 110 кВ Б11
7.7.8.	ПС 110 кВ Б12
7.7.9.	ПС 110 кВ Богатовская ПТФ
7.7.10.	ПС 110 кВ Волченская ПТФ
7.7.11.	ПС 110 кВ Г. Калитвинская
7.7.12.	ПС 110 кВ Гундоровская
7.7.13.	ПС 110 кВ ГПП2
7.7.14.	ПС 110 кВ ДЭЗ
7.7.15.	ПС 110 кВ ЗИВ
7.7.16.	ПС 110 кВ К4
7.7.17.	ПС 110 кВ К10
7.7.18.	ПС 110 кВ Милютинская

1	2
7.7.19.	ПС 110 кВ НПСЗ
7.7.20.	ПС 110 кВ Обливская ПТФ
7.7.21.	ПС 110 кВ Обливская 1
7.7.22.	ПС 110кВ Промзона
7.7.23.	ПС 110 кВ Садкинская
7.7.24.	ПС 110 кВ Синегорская
7.7.25.	ПС 110 кВ Советская 2
7.7.26.	ПС 110 кВ Тарасовка
7.7.27.	ПС 110 кВ Чеботовская
7.7.28.	ПС 110 кВ Шахта «Быстрианская»
7.7.29.	ПС 110 кВ Ясногорская
7.7.30.	ПС 110 кВ Каменская ТЭЦ (Каменский участок электросетевого хозяйства)
7.8.	ПО Юго-восточные электрические сети
7.8.1.	ПС 110 кВ АРЗ
7.8.2.	ПС 110 кВ Волочаевская
7.8.3.	ПС 110 кВ Ганчуковская
7.8.4.	ПС 110 кВ КПО
7.8.5.	ПС 110 кВ КС Сальская
7.8.6.	ПС 110 кВ Куберле 2
7.8.7.	ПС 110 кВ НПС
7.8.8.	ПС 110 кВ НС1
7.8.9.	ПС 110 кВ Орловская
7.8.10.	ПС 110 кВ Песчанокопская
7.8.11.	ПС 110 кВ Песчанокопская тяговая
7.8.12.	ПС 110 кВ Пролетарская
7.8.13.	ПС 110 кВ Развильненская
7.8.14.	ПС 110 кВ Сальск тяговая
7.8.15.	ПС 110 кВ Сандатовская
7.8.16.	ПС 110 кВ Трубецкая
7.8.17.	ПС 110 кВ Уютная
7.8.18.	ПС 110 кВ Целинская
7.8.19.	ПС 110 кВ Черкесская

2. Развитие электрической сети 110 кВ и выше в период 2015 – 2019 годов

2.1. Предложения по развитию электрических сетей энергосистемы напряжением 110 кВ и выше в период до 2019 года

2.1.1. Расчетные нагрузки подстанций 110 кВ и выше и оценка потребности в увеличении трансформаторной мощности

Расчетные нагрузки подстанций 110 кВ и выше определены исходя из их существующей нагрузки в 2014 году и величины присоединяемой нагрузки

согласно исходных данных ОАО «МРСК Юга» о заключенных договорах и имеющихся заявках на технологическое присоединение новых потребителей к сети филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго». Величина нагрузки подстанций определялась для часа прохождения зимнего максимума энергосистемы (для расчета режимов работы электрической сети энергосистемы) и для собственного максимума нагрузки подстанций с целью оценки загрузки установленных (устанавливаемых) трансформаторов.

Нагрузка подстанций в максимум энергосистемы определена с учетом коэффициентов одновременности присоединяемых нагрузок и их попадания в максимум энергосистемы в пределах прогнозируемого максимума нагрузки энергосистемы.

Собственная максимальная нагрузка подстанций определена исходя из максимальной нагрузки подстанций в 2014 году и прогнозируемого прироста с учетом коэффициентов одновременности присоединяемых нагрузок.

Расчетные нагрузки подстанций 110 кВ и выше в зимний максимум 2019 года и максимальная нагрузка подстанций приведены в таблице № 23.

2.1.2. Развитие электрической сети 220 – 500 кВ на территории Ростовской энергосистемы

Основные направления развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) напряжением 220 – 500 кВ на территории Ростовской области приняты по материалам проекта работы «Схема и Программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы» и инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015 – 2019 годы.

Карта-схема электрической сети напряжением 220 кВ и выше Ростовской энергосистемы на период до 2019 года приведена на рис. 39.

Поименные объемы нового строительства, реконструкции (техперевооружения) по каждому из объектов напряжением 220 кВ и выше, вводимые в период до 2019 года, приведены в таблице № 21.

2.1.2.1. Развитие электрической сети 500 кВ

Развитие сети 500 кВ на территории Ростовской области в период до 2019 года обусловлено следующими основными факторами:

выдачей мощности Ростовской АЭС;

обеспечением надежного и качественного электроснабжения отдельных энергоузлов и объектов;

обеспечением требуемой пропускной способности связей с Кубанской энергосистемой.

В соответствии со схемой выдачи мощности блоков № 3 и 4 Ростовской АЭС для выдачи мощности блока № 3 1100 МВт (физический пуск энергоблока осуществлен в ноябре 2014 года) завершено строительство второй ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк протяженностью 356 километров.

Для выдачи мощности блока № 4 (ввод 2019 год) предусматривается строительство ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская протяженностью

300 километров. В проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы и в инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» ввод ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская предусмотрен в 2019 году.

Для снятия ограничений пропускной способности связей в сечении Ростовская энергосистема – Краснодарская и Ставропольская энергосистемы (сечение «Юг») в связи с организацией электросетевого энергомота в Республику Крым через Керченский пролив предусматривается строительство и ввод в 2017 году ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (Вышестеблиевская). Строительство этой электропередачи обеспечит также снижение загрузки сети 220 кВ между Ростовской и Кубанской энергосистемами.

Для внешнего электроснабжения ООО «Красносулинский металлургический комбинат» в 2017 году предусматривается установка на ПС 500 кВ Шахты третьей группы АТ 500/220 кВ 3х167 МВА и расширение ОРУ 220 кВ для присоединения автотрансформатора и двух новых ВЛ 220 кВ (договор на технологическое присоединение от 11.06.2013 № 329/ТП-М5).

Для присоединения к энергосистеме новой ПС 220 кВ Генеральская в 2017 году предусматривается расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ростовская для присоединения двухцепной ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская.

Намечавшееся в предыдущие годы строительство второй ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты и создание прямой ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростовская с использованием сооружаемой ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты и ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты с отключением ее от ПС 500 кВ Шахты, а также установка второго АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская мощностью 3х167 МВА в инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» отнесены за 2019 год (2019 – проект «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы»).

Для определения возможности покрытия потребности в мощности Центрального энергорайона Ростовской энергосистемы и обеспечения балансовых перетоков мощности из Ростовской энергосистемы без строительства до 2019 года ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты и установки второго АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская выполнены расчеты нагрузки автотрансформаторов на ПС 500 кВ Ростовская, уровня потребления и баланса мощности ОЭС Юга, соответствующих базовому варианту в проекте работы «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015 – 2021 годы» (таблица № 17).

Передача мощности в Крымскую энергосистему в зимний максимум 2017 года в расчетах принята 740 МВт, в зимний максимум 2019 года – 805 МВт.

Рассмотрено влияние режима работы связей ОЭС Юга с энергосистемой Украины (замкнуты-разомкнуты) на загрузку АТ на ПС 500 кВ Ростовская, а также ввода ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская и энергоблока № 4 на Ростовской АЭС.

Анализ результатов расчетов, приведенных в таблице № 17, позволяет сделать вывод, что при прогнозируемом уровне максимальной нагрузки в Ростовской и Кубанской энергосистемах вторая группа АТ 500/220 кВ и ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты (со спрямлением ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростовская (с использованием достроенного участка ВЛ 500 кВ Ростовская –

Шахты) потребуется не ранее 2020 года. Необходимость установки второй группы АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Ростовская будет обусловлена отключением (выводом в ремонт) ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань в режиме раздельной работы по связям ОЭС Юга с энергосистемой Украины.

Результаты расчета нагрузки автотрансформаторов на ПС 500 кВ Ростовская в 2017 – 2020 годах приведены в таблице № 17.

Таблица № 17

РЕЗУЛЬТАТЫ
расчета нагрузки автотрансформаторов
на ПС 500 кВ Ростовская в 2017 – 2020 годах

№ п/п	Наименование режима	Загрузка АТ на ПС Ростовская					
		500/220 кВ (3x167МВА) номинальный ток АТ 579А			330/220 кВ (3x133 МВА) номинальный ток АТ 698А		
		МВА	А	про- центо в	МВА	А	про- центо в
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Режим зимних максимальных нагрузок 2017 года при параллельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины						
1.1.	Нормальная схема	134	151	26,1	177	308	44,1
1.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	281	321	55,4	132	232	33,2
2.	Режим зимних максимальных нагрузок 2017 года при раздельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины						
2.1.	Нормальная схема	264	297	51,3	60	105	15,0
2.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	426	489	84,5	7	12	1,8
3.	Режим зимних максимальных нагрузок 17 года при вводе ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская, на АЭС 3 блока при параллельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины						
3.1.	Нормальная схема	281	318	54,9	134	233	33,4
3.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	452	516	89,1	88,4	155	22,2
4.	Режим зимних максимальных нагрузок 2017 года при вводе ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская при раздельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины, на АЭС 3 блока						
4.1.	Нормальная схема	364	411	71	33	57	8,2
4.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	511	585	101	18,5	33	4,7

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	Режим зимних максимальных нагрузок 2017 года при вводе ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская, на АЭС 4 блока при параллельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины						
5.1.	Нормальная схема	262	296	51,1	102	178	25,5
5.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	390	447	77,2	68,5	120	17,2
6.	Режим зимних максимальных нагрузок 2017 года при вводе ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская при раздельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины, на АЭС 4 блока						
6.1.	Нормальная схема	364	411	71	39,7	69	9,9
6.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	505	578	99,8	10,8	19	2,7
7.	Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года при параллельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины						
7.1.	Нормальная схема	240	269	46,5	165	285	40,8
7.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	458	515	88,9	88	154	22,1
8.	Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года при раздельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины						
8.1.	Нормальная схема	393	442	76,3	59	101	14,5
8.2.	Отключена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	521	595	102,8	24,9	43	6,2

Примечание.

Нагрузка АТ в процентах приведена относительно номинального тока АТ.

Развитие сети 330 кВ на территории Ростовской области в 2015 – 2019 годах не предусматривается. В инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» предусмотрена лишь реконструкция ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская, протяженностью 51 км со сроком реализации 2017 год.

2.1.2.2. Развитие электрической сети 220 кВ

Развитие сети 220 кВ в Ростовской энергосистеме в период до 2019 года будет связано с необходимостью усиления внутренних связей энергосистемы, обеспечением питания крупных узлов сети 110 кВ и отдельных потребителей с концентрированной нагрузкой.

Для внешнего электроснабжения горно-обогатительного комбината (ГОК) ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий» по добыче и обогащению калийных солей, строительство которого начато на территории Гремячинского месторождения в Котельниковском районе Волгоградской области (расчетная электрическая

нагрузка при полном развитии предприятия в 2017 году – 86,5 МВт), в 2013 году построена и включена под напряжение ВЛ 220 кВ РП Волгодонск – ГПП ГОК, в 2014 году – ПС 220 кВ ГОК с ВЛ 220 кВ ГОК – Заливская.

Техническими условиями от 16 мая 2012 г. с изменениями от 17 ноября 2014 г. и от 15 декабря 2014 г. на технологическое присоединение к сети ОАО «ФСК ЕЭС» блока № 3 на Ростовской АЭС предусмотрено выполнение заходов ВЛ 220 кВ Волгодонск – Котельниково в ОРУ 220 кВ Ростовской АЭС, что позволит осуществить проектную схему присоединения Ростовской АЭС к сети 220 кВ.

Для электроснабжения потребителей микрорайона «Суворовский», сооружаемого на территории, примыкающей с севера к г. Ростову-на-Дону, в соответствии с Техническими условиями на технологическое присоединение к сети ОАО «ФСК ЕЭС» объектов ООО «КЭСК» (заявленная нагрузка 100 МВт) предусматривается строительство ПС 220 кВ Генеральская (договор на технологическое присоединение от 29.08.2013 № 229/ТП-М5). Источником питания подстанции определена ПС 500 кВ Ростовская. Для присоединения ПС 220 кВ Генеральская к сети 220 кВ предусматривается строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская. В соответствии с разработанным проектом на ПС 220 кВ Генеральская предусматривается установка двух АТ 220/110/10 кВ мощностью по 125 МВА. Питание нагрузок микрорайона предусматривается на напряжении 10 кВ от обмоток НН автотрансформаторов, устанавливаемых на подстанции. РУ 110 кВ на первом этапе не сооружается, предусматривается возможность его строительства в перспективе. В случае принятия решения ООО «КЭСК» развития стороны 110 кВ ПС 220 кВ Генеральская и привязки по сети 110 кВ возможные варианты рассмотрены в разделе 2.1. В проекте «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы» ввод ПС 220 кВ Генеральская предусмотрен в 2017 году.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к сетям ОАО «ФСК ЕЭС» от 26 мая 2013 г. с изменениями от 17 мая 2015 г. и проектом «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы» для внешнего электроснабжения ООО «Красносулинский металлургический комбинат» в 2017 году предусматривается строительство двух ВЛ 220 кВ Шахты – ГПП КМК повышенной пропускной способности (в габаритах 330 кВ с двумя проводами в фазе сечением 2x400 мм²) и строительство ПС 220 кВ ГПП КМК с трансформаторной мощностью 446 МВА, в 2019 году установка на ПС 220 кВ КМК трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА.

2.1.2.3. Мероприятия по компенсации раздельной работы с энергосистемой Украины

В условиях параллельной работы с энергосистемой Украины электроснабжение потребителей Северного и Северо-Восточного энергорайонов обеспечивается в существующей схеме сети в максимум нагрузок энергосистемы без ограничений как в нормальной схеме, так и в послеаварийных режимах (отключение АТ 220/110 кВ на ПС Вешенская-2 или Погорелово, отключение

одной из питающих ВЛ 220 кВ). Ограничение потребителей необходимо только в схемах ремонта одного из элементов сети 220 кВ и аварийном отключении другого элемента сети.

Так, например, отключение ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево в летний период может приводить к перегрузке ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово. Для ликвидации перегрузки ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово и обеспечения качественного электроснабжения потребителей в данном случае потребуются ограничение нагрузки потребителей Северо-Восточного и Северного районов на 41 МВт.

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10 в летний максимум 2014 – 2015 годов загрузка ВЛ 110 кВ С2 – Г-20 и ВЛ 110 кВ С2 – С5 – Г-20 с учетом схемно-режимных мероприятий достигает величин 500 А и 353 А соответственно. Длительно допустимая токовая загрузка этих ВЛ с проводом АС-150 ограничена допустимой загрузкой ошиновки ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ С2 (провод М-70) и составляет 297 А при температуре воздуха + 35 °С . Таким образом, перегрузка ВЛ 110 кВ С2 – Г-20 и ВЛ 110 кВ С2 – С5 в указанной ремонтной схеме составляет 68 и 19 процентов соответственно.

Для ликвидации перегрузки ошиновки в ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ С2 и ВЛ 110 кВ С2 – Г-20, С2 – С5 в такой ситуации потребуются ограничение потребителей в Северо-Восточном энергорайоне на 50 МВт. Замена ошиновки в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ С2 снижает величину ограничения потребителей в Северо-Восточном энергорайоне до 26 МВт, а увеличение сечения провода на ВЛ 110 кВ С2 – Г-20 и С2 – С5 до 240 кв. мм. обеспечивает работу ВЛ в летний максимум нагрузок 2015 года практически без перегрузки. Однако с ростом нагрузки энергорайона уже в 2016 – 2017 годах перетоки мощности по ВЛ 110 кВ в аварийных режимах будут снова превышать длительно допустимый ток для проводов.

В условиях раздельной работы Донбасской энергосистемы и энергосистемы Украины при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10 в летний максимум 2014 – 2015 годов загрузка ВЛ 110 кВ С2 – Г-20 и ВЛ 110 кВ С2 – С5 – Г-20 с учетом схемно-режимных мероприятий достигает величин 730 А и 485 А соответственно. Для ликвидации перегрузки ошиновки в ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ С2 и ВЛ 110 кВ С2 – Г-20, С2 – С5 в такой ситуации потребуются ограничение потребителей в Северо-Восточном энергорайоне на 80 МВт. Замена ошиновки в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ С2 снижает величину ограничения потребителей в Северо-Восточном энергорайоне до 45 МВт. В сложившейся ситуации даже усиление электрической сети на напряжении 220 кВ (например, строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецк) полностью не исключает необходимость ввода ГВО в послеаварийных режимах в ремонтных схемах при условии отказа от замены ошиновок 110 кВ на ПС 110 кВ С2, и, наоборот, только при условии замены ошиновок 110 кВ на ПС 110 кВ С2 и усилении связей Западного и Северного, Северо-Восточного энергорайонов необходимость ограничения нагрузки потребителей Северо-Восточного и Северного районов полностью исключается.

2.1.2.3.1. Обоснование строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая

С 2014 года отключены связи Донбасской энергосистемы с энергосистемой Украины. Разрыв связей с энергосистемой Украины существенно ухудшает условия электроснабжения Северного энергорайона и части Северо-Восточного энергорайона, получающей питание от ПС 220 кВ Погорелово и Донецкая.

В создавшихся условиях при сохранении существующей схемы сети 110-220 кВ, питающей Северо-Восточный энергорайон Ростовской энергосистемы, в 2014 – 2015 годах возможны ограничения потребителей не только в ремонтных схемах сети 220 кВ в летний период, но и при единичном отключении ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово в зимний период. Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ, питающих Северо-Восточный энергорайон Ростовской энергосистемы, в зимний максимум 2014 – 2015 – 2019 годов и летний максимум 2015 – 2019 годов приведена в таблице № 18.

РАСЧЕТНАЯ ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА

ВЛ 110 кВ, питающих Северо-Восточный энергорайон Ростовской энергосистемы,
в зимний максимум 2014 – 2015 – 2019 годов и летний максимум 2015 – 2019 годов

№ п/п	Наименование режима	Токсовая нагрузка ВЛ 110 кВ								
		ВЛ 110 кВ С2 – Г-20		ВЛ 110 кВ С2 – С5		ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово		ВЛ 110 кВ БЗ – Богатовская ПТФ		
		А	про- цент	А	про- цент	А	про- цент	А	про- цент	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1.	Марка провода, длительно допустимый ток по ВЛ зимой/летом	АС-150 404/297*	–	АС-150 404/297*	–	АС-150 540/396	–	АС-150 540/396	–	
2.	Зимний максимум нагрузок 2014 года, существующая схема при параллельной работе с ОЭС Украины									
2.1.	Нормальная схема	171	42	124	31	247	46	194	36	
2.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	224	55	161	40	413	76	357	66	
2.3.	Отключена ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – 20	280	69	201	50	257	48	193	36	
2.4.	Отключена ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	270	67	194	48	303	56	180	33	
3.	Зимний максимум нагрузок 2014 года, существующая схема при раздельной работе с ОЭС Украины									
3.1.	Нормальная схема	239	59	172	43	348	64	261	48	
3.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	352	87	252	62	654	121	548	102	
3.3.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово и ОН= 38 МВт	293	73	210	52	537	99	451	84	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.	Зимний максимум нагрузок 2014 года с учетом ввода ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая при раздельной работе с ОЭС Украины								
4.1.	Нормальная схема	170	42	123	30	244	45	194	36
4.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	176	44	127	32	283	52	237	44
5.	Зимний максимум нагрузок 2019 года с учетом ввода ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая при раздельной работе с ОЭС Украины								
5.1.	Нормальная схема	104,5	25,9	67,8	16,8	199,6	37	123,8	22,9
5.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	112,6	27,9	72,5	17,9	231,8	42,9	156,6	29
6.	Зимний максимум нагрузок 2019 года с учетом ввода ВЛ 110 кВ Г2 – Гундоровка при раздельной работе с ОЭС Украины								
6.1.	Нормальная схема	123,7	30,6	79,2	19,6	244	45,2	146,3	27,1
6.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	159	39,4	99,9	24,7	376,7	69,8	264,4	49
7.	Летний максимум нагрузок 2015 года, существующая схема при параллельной работе с ОЭС Украины								
7.1.	Нормальная схема	111	37	80	27	180	45	120	30
7.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	500	168	353	119	297	75	90	23
7.3.	Отключена ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10 и ОН=80 МВт	290	98	205	69	114	29	43	11
7.4.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево	262	67	186	48	523	132	414	105

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8.	Замена ошиновки в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ С2								
8.1.	Марка провода, длительно допустимый ток по ВЛ зимой/летом	АС-150 404/396		АС-150 404/396		АС-150 540/396		АС-150 540/396	
8.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево и ОН=41 МВт	198	67	141	48	394	99	309	78
8.3.	Отключена ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	500	168	353	119	297	75	90	23
9.	Замена ошиновки и провода на ВЛ 110 кВ С2 – Г-20 и С2 – С5 на АС-240								
9.1.	Марка провода, длительно допустимый ток по ВЛ зимой/летом	АС-240 732/537		АС-240 732/537		АС-150 540/396		АС-150 540/396	
9.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	546	102	300	56	295	74	91	23
10.	Летний максимум нагрузок 2015 года с учетом ввода ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая при параллельной работе с ОЭС Украины								
10.1.	Марка провода, длительно допустимый ток по ВЛ зимой/летом	АС-150 404/297*		АС-150 404/297*		АС-150 540/396		АС-150 540/396	
10.2.	Нормальная схема	75	25	55	19	126	32	85	22
10.3.	Отключена ВЛ 220 Экспериментальная ТЭС –	247	83	176	59	146	39	43	11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10								
10.4.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево	116	39	84	28	219	55	163	41
11.	Летний максимум нагрузок 2019 года с учетом ввода ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая при раздельной работе с ОЭС Украины								
11.1.	Нормальная схема	50,7	17,1	34,8	11,7	130,3	32,9	97	24,5
11.2.	Отключена ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	224,3	75,5	135,9	45,8	160,2	40,4	65,1	16,5
11.3.	Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	56,2	18,9	38,1	12,8	154,9	39,1	122,7	31

Примечание.

1. Длительно допустимые токи по ВЛ 110 кВ приведены в соответствии с таблицей допустимых токовых нагрузок Ростовского РДУ на 2014 год:

для зимнего максимума нагрузок – при температуре воздуха 5 °С;

для летнего максимума нагрузок – при температуре воздуха 35 °С.

2. * Ограничение допустимой нагрузки ВЛ по длительно допустимому току ошиновки (М-70) на ПС 110 кВ С2.

Анализ режимов работы сети 110 кВ и выше показал, что замена ошиновки в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ С2 и увеличение сечения проводов на ВЛ 110 кВ С2 – Г-20 и С2 – С5 до 240 мм² не исключает перегрузку ВЛ 110 кВ при последующем росте нагрузки в энергосистеме и решает лишь проблему усиления локального участка сети 110 кВ. Перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово при отключении в зимний максимум ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово остается и может быть ликвидирована лишь образованием новых ЛЭП, шунтирующих проблемные участки сети 110 кВ (см. рис. 1, 2, 3 и 7, 8, 9, 10). Кроме того, в летний максимум нагрузки при отключении ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10, с учетом схемно-режимных мероприятий, имеет место перегрузка ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР на 26 процентов по длительно допустимому току ошиновки (провод М-70) в ОРУ 110 кВ Экспериментальной ТЭС (см. рис. 18), расчетный ток 374 А, длительно допустимый ток для провода М-70 297 А при температуре наружного воздуха 35 °С). Для исключения перегрузки ошиновки ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР в ОРУ 110 кВ Экспериментальной ТЭС требуется ограничение потребителей в объеме 25 МВт или ее замена.

Для ликвидации выявленных выше проблемных мест в сети 110 кВ рассматривается строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая, протяженностью 80 км.

Анализ результатов расчетов, приведенных в таблице 18, показал, что строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая протяженностью 80 км снимает практически все проблемы электроснабжения западной части Северо-Восточного энергорайона энергосистемы, в том числе и в условиях раздельной работы с энергосистемой Украины (рис. 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19).

Расчеты МДП по сечению «СВЭС», в которое входят следующие ВЛ:

ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово;

ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая (перспектива);

ВЛ 110 кВ Б3 – Богатовская ПТФ – Б1;

ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово

показали, что ввод ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая увеличивает МДП в контролируемом сечении в нормальной схеме всего на 30 МВт зимой и на 20 МВт летом (МДП в сечении «СВЭС» ограничивается допустимой токовой нагрузкой АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Погорелово), с установкой второго АТ 220/110 кВ мощностью не менее 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово совместно с вводом ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая увеличивает МДП в сечении «СВЭС» в нормальной схеме на 130 МВт зимой и на 100 МВт летом, в ремонтных схемах – соответственно на 110 и 90 МВт.

С учетом выше изложенного, для исключения недопустимой перегрузки ВЛ 110 кВ в послеаварийных режимах и ремонтных схемах сети 220 кВ как при параллельной, так и при раздельной работе по связям Донбасской энергосистемы с энергосистемой Украины, увеличения пропускной способности сечения «СВЭС» и снятия ограничений на подключение нагрузок новых

потребителей в районе городов Донецк и Каменск-Шахтинский рекомендуется в 2016 году строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая и установка второго АТ 220/110 кВ мощностью не менее 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово.

2.1.2.3.2. Обоснование строительства ВЛ 220 кВ Донецкая – Сысоево (Промзона)

В условиях параллельной работы с энергосистемой Украины электроснабжение потребителей Северных электрических сетей (СЭС) в существующей схеме сети осуществляется от подстанций 220 кВ Сысоево, Вешенская-2, Погорелово и обеспечивается в расчетных режимах в 2019 году без ограничений как в нормальной схеме, так и в послеаварийных режимах (отключение АТ 220/110 кВ на ПС Вешенская-2 или Погорелово).

При раздельной работе с энергосистемой Украины центрами питания сети 110 кВ Северного энергорайона остаются ПС 220 кВ Погорелово и Вешенская-2. Напряжение на шинах 110 кВ подстанций Промзона, Сысоево, Чертково, Ал. Лозовская в зимний максимум нагрузок энергосистемы 2019 года в нормальной схеме с учетом существующих компенсирующих устройств, установленных на ПС 110 кВ Промзона и Тиховская, без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая не превышает 105-107 кВ, а при отключении АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 (наиболее тяжелый послеаварийный режим) напряжение в сети 110 кВ будет снижаться ниже аварийно-допустимых значений, до 84 – 85 кВ (см. рис. 1 и 4). Установка дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях Промзона, Вешенская1, Ал. Лозовская с общей генерацией реактивной мощности не менее 35 МВАр обеспечивает повышение напряжения в сети до 98-100 кВ при отключении АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 (см. рис. 5), а в нормальной схеме напряжение в сети 110 кВ Северного энергорайона обеспечивается не ниже 111 – 112 кВ (рис. 6). В летний максимум нагрузок без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая в сети 110 кВ Северного энергорайона имеют место аналогичные проблемы в ремонтных схемах АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 и Погорелово и добавляется перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово (см. рис. 7, 8, 9).

При вводе ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая напряжение в сети 110 кВ Северного энергорайона обеспечивается без установки дополнительных компенсирующих устройств в нормальной схеме в зимний максимум в пределах 109 – 113 кВ и не ниже 95 кВ при отключении АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2, в летний максимум в нормальной схеме в пределах 111-115 кВ и не ниже 104 кВ при отключении АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 (см. рис. 12, 13, 14, 15, 16, 17).

Таким образом, при прогнозируемом росте нагрузок и при условии строительства в 2016 году ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая и установки АТ-2 мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово строительство ВЛ 220 кВ Донецкая – Сысоево (Промзона) может быть отнесено за 2019 год.

2.1.2.3.3. Установка второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Погорелово

Для определения необходимости установки второго автотрансформатора на ПС 220 кВ Погорелово рассмотрены режимы до ввода ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая и после ее ввода, когда в существующей схеме ПС 220 кВ Погорелово при повреждении ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово вместе с ВЛ 220 кВ отключается и АТ 220/110 кВ.

До ввода в работу ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая сохранение в работе АТ на ПС 220 кВ Погорелово в случае повреждения ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово не исключает перегрузку ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово как в зимний, так и в летний максимум нагрузок (рис. 3 и 11).

В описанных выше аварийных ситуациях ввод ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая обеспечивает параметры режима работы электрической сети в допустимых пределах и без установки на ПС 220 кВ Погорелово второго АТ (см. рис. 12, 13, 14, 15, 16, 17).

Однако расчеты МДП по сечению «СВЭС», в которое входят следующие ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово;
- ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая (перспектива);
- ВЛ 110 кВ БЗ – Богатовская ПТФ – Б1;
- ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово

показали, что ввод ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая увеличивает МДП в контролируемом сечении в нормальной схеме всего на 30 МВт зимой и на 20 МВт летом. МДП ограничивается длительно допустимой токовой нагрузкой АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Погорелово.

Установка второго АТ на ПС 220 кВ Погорелово совместно с вводом ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая увеличивает МДП в контролируемом сечении в нормальной схеме на 130 МВт зимой и на 100 МВт летом, в ремонтных схемах – соответственно на 110 и 90 МВт. МДП ограничивается длительно допустимой токовой нагрузкой АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Погорелово.

Вывод. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Северо-Восточного и Северного энергорайонов Ростовской области в условиях раздельной работы с энергосистемой Украины необходимо строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая и установка второго автотрансформатора (АТ-2) на ПС 220 кВ Погорелово в 2016 году.

При реализации вышеуказанных мероприятий дополнительное строительство в сети 110 кВ или размещение новых источников реактивной мощности в Северо-Восточном и Северном энергорайонах Ростовской области не требуется.

2.1.2.4. Реконструкция и техническое перевооружение сети 220 кВ

В соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» в период до 2019 года предусматривается реконструкция и техническое перевооружение ряда подстанций 220 кВ в Ростовской энергосистеме.

Для обеспечения стабильного развития Центрального энергорайона Ростовской энергосистемы осуществляется комплексная реконструкция ПС 220 кВ Р-4 и ПС 220 кВ Койсуг. Реконструкция ПС 220 кВ Койсуг включает в себя замену АТ 2х125 МВА на 2х250 МВА и строительство новых РУ 220 и 110 кВ типа КРУЭ. На ПС 220 кВ Р-4 после завершения реконструкции будут установлены два новых АТ 220/110 кВ мощностью по 250 МВА и сохранится в эксплуатации действующий АТ мощностью 250 МВА с проведением его капитального ремонта.

В 2015 – 2017 годах предусматривается реконструкция ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ Погорелово и ПС 220 кВ Ш-50 с заменой СВ 220 кВ и ОД КЗ на элегазовые выключатели. На ПС 220 кВ Погорелово в 2016 году предусматривается также в составе мероприятий по компенсации раздельной работы с энергосистемой Украины установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА и соответствующее расширение ОРУ 220 и 110 кВ.

Для ликвидации несоответствия отключающей способности выключателей величине токов короткого замыкания после ввода ПС 500 кВ Ростовская на ПС 220 кВ Р-20 в 2015 году предусматривается замена выключателей в ОРУ 220 и 110 кВ.

На подстанциях 220 кВ Зимовники, Б-10, Т-15, А-20, Г-20, Р-40, Р-20, А-30, Песчанокопская, Зерновая, Вешенская-2 предусматривается замена разъединителей, разрядников, а на подстанциях Зимовники, Б-10, Т-15, РП Волгодонск, Вешенская-2, Шахты, кроме того, устанавливаются выпрямительные устройства плавки гололеда и создаются схемы плавки гололеда на проводах и тросах отходящих ВЛ 220 кВ.

2.1.3. Развитие электрической сети 110 кВ

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ в период до 2019 года предусматривается в соответствии с Инвестиционной программой филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» и инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС».

В рассматриваемый период практически не предусматривается строительство новых электрических сетей сельскохозяйственного назначения.

Значительные объемы в Инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» отведены для проведения реконструкции и техперевооружения электрических сетей 110 кВ.

Более 50 процентов основного оборудования ПС 110 кВ эксплуатируется свыше 25 лет (больше нормативного срока). Из общего количества подстанций Ростовской энергосистемы около трети требуют проведения работ по их реконструкции и техперевооружению в период до 2018 года. В объемах реконструкции и техперевооружения подстанций 110 кВ предусматривается замена коммутационного оборудования, выработавшего свой ресурс (выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и другое), устройств релейной защиты и автоматики, цепей вторичной коммутации и строительных конструкций, ремонт зданий и сооружений. Часть объемов по

реконструкции подстанций связана с увеличением мощности трансформаторов, расширением подстанций (установка вторых трансформаторов, присоединение новых ВЛ, улучшение схемы подстанции).

Намечаемая реконструкция ВЛ 110 кВ в подавляющем большинстве случаев предполагает строительство новой ВЛ по той же трассе с увеличением сечения проводов.

Поименные объемы нового строительства, реконструкции (техпереворужения) по каждому из объектов напряжением 110 кВ, рекомендуемых для строительства в период до 2019 года, приведены в таблице № 21.

Ниже подробно рассмотрено намечаемое развитие электрических сетей напряжением 110 кВ по энергорайонам Ростовской энергосистемы в границах ПО филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго».

2.1.3.1. Центральные электрические сети

Карта-схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Центрального энергорайона, карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше г. Ростова-на-Дону на 2015 – 2019 годы и принципиальная схема электрических соединений для нормального режима сетей 110 кВ и выше Центрального энергорайона на 2019 год приведены на рис. 24, 25, 26.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым прогнозом к 2019 году достигнет 1293 МВт. Более 66 процентов прироста нагрузки на территории Центрального энергорайона приходится на город Ростов-на-Дону. Соответственно основные объемы электросетевого строительства в ЦЭС направлены на обеспечение электроснабжения интенсивно растущих нагрузок города Ростова-на-Дону.

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ на территории Центрального энергорайона в период до 2019 года предусматривается по следующим направлениям.

2.1.3.1.1. Электроснабжение объектов чемпионата мира по футболу 2018 года

В рамках подготовки к проведению чемпионата мира 2018 года в левобережной зоне города Ростова-на-Дону предусматривается создание спортивно-рекреационного кластера, центром которого станет суперсовременный стадион на 45 тысяч мест с универсальным игровым спортивным залом. Суммарная заявленная электрическая нагрузка спортивно-рекреационного кластера 14 МВт.

В «Программу подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу» в городе Ростове-на-Дону включено строительство аэропортового комплекса «Южный». Суммарная заявленная максимальная мощность нагрузок аэропортового комплекса с полным набором зданий и сооружений составляет 21,5 МВт. Ввод объекта в эксплуатацию предусматривается в 2017 году.

Кроме того, в Программу подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу включен ряд объектов, расположенных в городе Ростове-на-Дону и в других городах области (Азов, Новочеркасск, Таганрог). Эти мероприятия связаны с реконструкцией тренировочных площадок на действующих стадионах, строительством новых и расширением действующих гостиниц в городе Ростове-на-Дону.

Увеличение электрической нагрузки при реконструкции действующих стадионов, а также строительство новых и расширение действующих гостиниц в центральной части города Ростова-на-Дону обеспечивается от действующих подстанций 110 кВ без увеличения их трансформаторной мощности.

Для внешнего электроснабжения нагрузки объектов спортивно-рекреационного кластера, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу 2018 года и размещаемых в Левобережной зоне города Ростова-на-Дону, предусматривается строительство новой подстанции 110 кВ Спортивная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

Подключение ПС 110 кВ Спортивная к сети энергосистемы рекомендуется путем строительства КВЛ 110 кВ Р-4 – КСЗ – Спортивная – Койсуг с отпайкой на ПС 110 кВ Р32 общей протяженностью около 50 километров, в том числе 8 километров – кабельная линия 110 кВ. Учитывая повышенные требования к надежности электроснабжения потребителей футбольного стадиона, рекомендуется РУ 110 кВ ПС 110 кВ Спортивная выполнить по схеме № 110-7 «четырёхугольник».

Для присоединения вновь сооружаемой КВЛ 110 кВ к электрической сети необходимо выполнить реконструкцию РУ 110 кВ на ПС 220 кВ Койсуг, на ПС 220 кВ Р-4 со строительством по одной линейной ячейке и реконструкцию ПС 110 кВ КСЗ в объеме необходимом для присоединения вновь сооружаемых ЛЭП 110 кВ Р-4 – КСЗ, КСЗ – Спортивная с отпайкой на Р32, КСЗ – Р32 (установка трех выключателей в ОРУ 110 кВ).

Внешнее электроснабжение аэропортового комплекса «Южный» рекомендуется осуществлять от действующей ПС 110 кВ АС10 после проведения ее реконструкции, включающей в себя:

замену трансформаторов 2х2,5 МВА на 2х25 МВА;

реконструкцию ОРУ 110 кВ с переходом на схему № 110-5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;

расширение РУ 10 кВ на ПС 110 кВ АС10 на 4 линейные ячейки для присоединения 4-х КЛ 10 кВ на РП 10 кВ аэропортового комплекса.

На территории аэропортового комплекса предусматривается строительство РП 10 кВ по схеме 10-2, для питания которого сооружаются 4 КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ АС10 до РП 10 кВ аэропортового комплекса протяженностью 9,0 километра каждая.

Расчетная нагрузка ПС 110 кВ АС10 в 2018 году с учетом существующей нагрузки 2,4 МВт и присоединяемой 24,1 МВт (20,9 МВт – нагрузка аэропортового комплекса по реестру за вычетом нагрузки на период строительства 0,58 МВт и 3,2 МВт – нагрузка по заключенным договорам на

технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения 0,9) составит 24,1 МВт (25,9 МВА). При установке на ПС 110 кВ АС10 трансформаторов 2х25 МВА отключение (вывод в ремонт) одного из трансформаторов будет приводить к загрузке оставшегося в работе на 103,7 процента. В проекте реконструкции подстанции АС10 необходимо уточнить мощность устанавливаемых трансформаторов с учетом возможного появления в зоне ее влияния дополнительных нагрузок (например, перенос логистического почтового центра ФГУП «Почта России» с нагрузкой 3,5 МВт в зону с центром питания ПС 110 кВ АС10).

Более конкретно схемы присоединения подстанций к существующей электрической сети, схемы РУ и характеристики подстанций необходимо уточнять на этапе их проектирования.

2.1.3.1.2. Электроснабжение центральной части города Ростова-на-Дону

Для обеспечения развития центральной части города Ростова-на-Дону в 2011 году построена ПС 110 кВ Р27 с трансформаторами 2х40 МВА. Ввод подстанции в эксплуатацию осуществлен в 2013 году, что позволило обеспечить присоединение новых нагрузок в центральной части города, а также разгрузку ПС 110 кВ Р1 и Р33. В 2016 году необходимо выполнить второй этап ее технологического присоединения, включающий в себя реконструкцию ПС 110 кВ Р1 с заменой выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью, установку АОПО КЛ 110 кВ Р1 – Р27.

2.1.3.1.3. Электроснабжение левобережных территорий города Ростова-на-Дону

Освоение левобережных территорий города Ростова-на-Дону создало напряженную ситуацию в электроснабжении размещающихся здесь потребителей. Наиболее интенсивно развивающиеся районы левобережных территорий – это промзоны «Ковш» и «Заречная». В настоящее время электроснабжение потребителей этих промзон осуществляется от ПС 110 кВ Р16 и Р31.

В левобережной зоне города Ростова-на-Дону в период до 2018 года предполагается размещение многофункционального конно-спортивного комплекса «АгроСоюз Юг Руси», стадиона и других объектов для проведения чемпионата мира по футболу в 2018 году, в ближайшие три года будет завершён перенос центрального грузового района Ростовского порта в портово-промышленную зону «Заречная». В рассматриваемый период в левобережной части города предусматривается расширение очистных сооружений, строительство второй очереди торгово-развлекательного комплекса «МегаМаг» и других объектов с суммарной электрической нагрузкой к 2019 году около 48 МВт.

Электроснабжение потребителей расширяемой части очистных сооружений и грузового района Ростовского порта предусматривается от ПС 110 кВ Р31. Для надежного электроснабжения потребителей левобережных

территорий в рамках «Программы подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу» в 2016 году предусматривается строительство ПС 110 кВ Спортивная, которая и обеспечит электроснабжение всех остальных заявленных нагрузок левобережной зоны города Ростова-на-Дону.

Техническим заданием на проектирование ПС 110 кВ Спортивная определено, что ПС 35 кВ Р39 преобразуется в ТП/ПП 10 кВ и его питание будет осуществляться от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Спортивная. В инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» строительство ПС 110/10 кВ Спортивная с КВЛ 110 кВ Койсуг – Спортивная – Р-4 предусматривается в 2016 – 2017 годах.

2.1.3.1.4. Электроснабжение западного района города Ростова-на-Дону

Высокими темпами увеличивается нагрузка потребителей в западном районе города Ростова-на-Дону. Существующие подстанции в ряде случаев не могут обеспечить растущую потребность в мощности. Для снижения нагрузки на ПС Р8 построена ПС 110 кВ Р28 с питающими КЛ 110 кВ от ПС Р8.

Существенный рост электрической нагрузки в западном районе города в 2015 – 2019 годах обеспечит продолжающаяся застройка жилого района «Левенцовский». Расчетная нагрузка района «Левенцовский» при полном его развитии составит 42 МВт, в том числе 8,4 МВт – нагрузка 1-й очереди (микрорайоны 1, 2 и 3). Электроснабжение нагрузок 1-й очереди района «Левенцовский» осуществляется от ПС 110 кВ Р26 и Р19. Возможности электроснабжения потребителей района «Левенцовский» от ближайших существующих ПС 110 кВ Р19 и Р26 ограничены и практически исчерпаны.

В соответствии с заключенным договором технологическое присоединение электрических нагрузок микрорайонов № 5 и 6 (15,9 МВт) предусматривается к ПС 110 кВ Р35, где имеется достаточный резерв трансформаторной мощности.

Электроснабжение микрорайона № 7 и последующих микрорайонов района «Левенцовский» предполагается осуществлять от новой подстанции 110 кВ Левенцовская, сооружаемой на зарезервированной территории в коммунальной зоне застраиваемого района вблизи северо-западной границы жилой застройки. Протяженность кабельных линий 10 кВ от этой площадки до наиболее удаленных микрорайонов не превысит 2,5 километра. В соответствии с расчетной нагрузкой микрорайонов № 7 – 12 на ПС 110 кВ Левенцовская потребуется установить два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 40 МВА.

Строительство новой ПС 110 кВ Левенцовская потребуется, вероятно, после 2019 года.

2.1.3.1.5. Электроснабжение Аксайского района

Для электроснабжения аэропортового комплекса «Южный» с нагрузкой 21,5 МВт, как уже отмечалось выше, предусматривается реконструкция ПС 110 кВ АС10.

В существующей схеме питание ПС 35 кВ АС2, АС3, АС 8, Мишкино и КТП Румг осуществляется по транзиту 35 кВ АС11 – НГ5. По данным, предоставленным филиалом ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», суммарная нагрузка подключенных к транзиту подстанций 35 кВ составляет 22,2 МВА. В 2012 – 2013 годах заключены договоры на технологическое присоединение к транзиту 35 кВ новых потребителей с нагрузкой 10,1 МВА. Таким образом, общая нагрузка подключенных к транзиту подстанций 35 кВ после реализации договоров на технологическое присоединение увеличится до 32,3 МВА. При отключении ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 или НЗБ – АС2 нагрузка ВЛ 35 кВ с проводом АС-70, по которой осуществляется питание оставшихся в работе подстанций, может достигать 500-530 А, что превышает более чем в 1,7 раза длительно допустимый ток для проводов, а при отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2, кроме того, нагрузка трансформатора 110/35/10 кВ 16 МВА на ПС 110 кВ АС11 почти в два раза будет превышать его номинальный ток.

Замена проводов ВЛ 35 кВ для исключения их перегрузки потребует выполнения реконструкции ВЛ на участках транзита протяженностью 13 и 28 километров с увеличением сечения проводов до 185 мм², что равносильно строительству новой ВЛ 110 кВ. На ПС 110 кВ АС11 при этом потребуется также заменить трансформаторы 2х16 МВА на 2х40 МВА. Для повышения напряжения на транзите 35 кВ при передаче по нему около 30 МВт потребуется на ПС 35 кВ АС8 и АС2 установить компенсирующие устройства (БСК) мощностью не менее 12 МВАр. Затраты на такую реконструкцию ВЛ 35 кВ и ПС 110 кВ АС11 и установку БСК на подстанциях 35 кВ по предварительной оценке составят не менее 440 млн. рублей в ценах на IV квартал 2014 г.

Строительство новой ПС 110 кВ АС8 с трансформаторами 110/35/6 кВ 2х25 МВА по схеме 110-4Н (блочная с выключателями в цепях трансформаторов) и присоединение ее отпайками от ВЛ 110 кВ КС3 – НГ5 и от ВЛ АС15 – АС6 также позволит исключить проблемы в сети 35 кВ рассматриваемого района. Затраты на перевод ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ составят 421,95 млн. рублей (см. таблицу № 22).

Исходя из выше изложенного, для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и возможности присоединения новых потребителей в районе ПС 35 кВ АС2, АС3, АС 8, Мишкино и КТП Румг рекомендуется строительство новой ПС 110 кВ АС8 с трансформаторами 110/35/6 кВ 2х25 МВА. Срок реализации данного мероприятия должен быть определен позднее, основываясь на наличии заявок на технологическое присоединение от заявителей.

На ПС 110 кВ КС3 предусматривается реконструкция и расширение ОРУ 110 кВ для присоединения КВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 – Спортивная.

2.1.3.2. Южные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Южных электрических сетей на 2015 – 2019 годы приведены на рис. 29, 30.

Максимальная расчетная нагрузка Южного энергорайона в соответствии с принятым в Программе прогнозом к 2019 году достигнет 169 МВт.

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ в Южном энергорайоне в период до 2019 года предусматривается по следующим направлениям.

Для электроснабжения потребителей Новоалександровской агропромзоны в Азовском районе с расчетной электрической нагрузкой до 40 МВт построена ПС 110/10 кВ А26. Новая подстанция присоединена отпайками к действующим ВЛ 110 кВ А-20 – А12 (АКДП). На ПС 110 кВ А26 установлены два трансформатора 110/10 кВ, мощностью 2 x 40 МВА.

Для электроснабжения потребителей ООО «МеталлЭнергоРесурс» с расчетной нагрузкой до 15 МВт в юго-западной части города Азова в 2018 году в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» от 26 июня 2014 г. предусматривается строительство КТПБ 110/10 кВ с одним трансформатором 25 МВА по схеме 110-3Н (блок линия-трансформатор с выключателем в цепи трансформатора). Присоединение КТПБ 110 кВ предусматривается выполнить КВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ А-20 (протяженность около 5 километров).

Для электроснабжения металлургического производства ЗАО «Донэлектросталь», размещаемого в Новоалександровской промышленной зоне (договор на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Юга» от 08.11.2013 № 33000-13-00140139-4), необходима реконструкция ПС 110 кВ А12 с заменой трансформаторов 2x16 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ 2x40 МВА и установкой выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов. В инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» реализация проекта предусматривается в 2020 году.

2.1.3.3. Юго-Западные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Юго-Западных электрических сетей до 2019 года приведены на рис. 27, 28.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым в работе прогнозом к 2019 году достигнет 358,6 МВт. Основной прирост нагрузки энергорайона в рассматриваемый период предполагается за счет намечаемого расширения электросталеплавильного производства ОАО «Тагмет» (ПС 220 кВ Т20 Печная - 107 МВт, ПС 110 кВ Т22 – увеличение на 26 МВт) и развития города Таганрога. Для завершения технологического присоединения ПС 110 кВ Т22 согласно действующим техническим условиям № 960/2513-1-1-4560 (договор на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Юга» от 31.07.2013 № 112927/25/11/Г-13) необходима замена провода АС-120 на транзите 110 кВ Хапры – Синявская – Самбек – Т-10 (заходы ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Самбек) на провод АС-150 и ошиновок 110 кВ на ПС 110 кВ Самбек.

Покрытие прогнозируемого роста нагрузок Юго-Западного энергорайона энергосистемы в сети 110 кВ предусматривается за счет реконструкции и технического перевооружения действующих подстанций.

2.1.3.4. Западные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Западных электрических сетей на период до 2019 года приведены на рис. 31, 32.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым в работе прогнозом увеличится к 2019 году до 383,2 МВт, а с учетом нагрузок ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» – до 738 МВт.

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ в период до 2019 года предусматривается по следующим направлениям.

В инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» для электроснабжения ОАО «Евраз Южный Стан» в соответствии с договором на технологическое присоединение от 07.08.2012 № 22600-12-00093297-4 (заявленная нагрузка 18 МВт) в 2018 году предусматривается расширение и реконструкция ПС 110 кВ Ш47 (замена трансформатора 110/10 кВ 10 МВА на 25 МВА и установка второго трансформатора 110/10 кВ 25 МВА).

Для повышения пропускной способности сети 110 кВ в ремонтных схемах сети 220 кВ необходима реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110/6 кВ С2 с заменой ошиновки 110 кВ в четырех линейных ячейках (ВЛ 110 кВ С2 – Г-20, ВЛ 110 кВ С2 – С5, ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР, ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 2-я цепь с отпайкой на ПС ГСР) со сроком реализации 2015 год.

Для исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР по длительно допустимому току ошиновки (провод М-70) необходимо в ОРУ 110 кВ Экспериментальной ТЭС заменить ошиновку в ячейке ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР.

2.1.3.5. Юго-Восточные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Юго-Восточных электрических сетей на период до 2019 года приведена на рис. 33.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым в работе прогнозом увеличится к 2019 году до 114,7 МВт. Основной прирост нагрузки энергорайона будет обусловлен увеличением нагрузки тяговых подстанций Двойная, Сальск и Песчанокопская в связи с осуществляемой реконструкцией ОАО «РЖД» участка железной дороги Котельниково – Крымская.

2.1.3.6. Восточные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Восточных электрических сетей на период до 2019 года приведены на рис. 34, 35.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым в работе прогнозом увеличивается к 2019 году до 407,7 МВт. Основной прирост (90 МВт) нагрузки энергорайона обусловлен увеличением потребления Ростовской АЭС на собственные нужды в связи с вводом мощности блоков № 3 (в 2015 году) и № 4 (2019 год), а также увеличением нагрузки тяговых подстанций в связи с осуществляемой реконструкцией ОАО «РЖД» участка железной дороги Котельниково – Крымская.

В 2013 году введена новая тяговая подстанция 110 кВ Ремонтная с ВЛ 110 кВ Дубовская – Ремонтная тяговая – Жуковская протяженностью 35 километров (договор на технологическое присоединение от 01.12.2010 № 94096/25/10). До 2018 года планируется завершить 3-й этап ее технологического присоединения, обеспечив замкнутый режим работы транзита 110 кВ Зимовники – Дружба – Дубовская – Ремонтная тяговая – Жуковская.

В 2014 году завершены работы по реконструкции ПС 110 кВ Мартыновская с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х10 МВА и коммутационного оборудования в РУ 110, 35 и 10 кВ.

Строительство новой ПС 110 кВ Шлюзовая с трансформаторами 110/35/6 кВ 2 х 25 МВА на замену выработавших свой эксплуатационный ресурс ПС 35 кВ Шлюзовая и ПС 110 кВ Центральная в инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» предусмотрено в 2019 году.

2.1.3.7. Северные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Северных электрических сетей на период до 2019 года приведены на рис. 38.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым в работе прогнозом к 2019 году увеличивается до 115,6 МВт.

В соответствии с рекомендацией Штаба по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Ростовской области (протокол от 29.07.2014 № 33) в 2016 году рекомендуется осуществить вынос ПС 110 кВ Чертковская с приграничной с Украиной территории, для чего необходимо построить новую ПС 110 кВ Чертковская и участки ВЛ 110 кВ и 35 кВ протяженностью до 1 километра для присоединения новой подстанции. На новой подстанции в соответствии с расчетной нагрузкой рекомендуется установить трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 2х16 МВА. Строительство ПС 110/35/10 кВ Чертковская с переустройством заходов ВЛ 110, 35 и 10 кВ на вновь построенную ПС включено в инвестиционную программу филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» с реализацией в 2015 – 2016 годах.

2.1.3.8. Северо-Восточные электрические сети

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Северо-Восточных электрических сетей на период до 2019 года приведены на рис. 36, 37.

Максимальная расчетная нагрузка энергорайона в соответствии с принятым в работе прогнозом увеличивается к 2019 году до 235,2 МВт.

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ на территории СВЭС в период до 2019 года определяется необходимостью обеспечить электроснабжение новых потребителей, повышением надежности функционирования действующих электрических сетей, а также необходимостью проведения реконструкции и техперевооружения ВЛ и ПС 110 кВ, выработавших свой эксплуатационный ресурс.

Для электроснабжения потребителей металлургического мини-завода по производству стальной арматуры ООО «Дон-Металл» в городе Каменск-Шахтинский с нагрузкой 25 МВт предусматривается строительство ПС 110 кВ Дон-Металл с трансформаторами 110/35/10 кВ 10 МВА и 25 МВА. Присоединение ПС 110 кВ Дон-Металл к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» согласно договору на технологическое присоединение от 13.09.2013 № 32500-13-00136767-4 и действующих Технических условий предусматривается отпайками от ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 1-я и 2-я цепь.

2.2. Результаты расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше и анализ функционирования электрической сети в период до 2019 года.

2.2.1. Анализ режимов работы сети 110 кВ и выше

Расчеты режимов работы сети 110 кВ и выше Ростовской энергосистемы выполнены с целью обоснования схемных решений, выбора параметров сети, определения условий регулирования напряжения.

Расчеты выполнены исходя из следующих основных условий:

расчетные нагрузки приняты для собственного максимума энергосистемы, прогнозируемого на 2019 год:

зимний максимум – 3209 МВт;

летний максимум – 2664 МВт;

расчетные реактивные нагрузки на шинах действующих подстанций 110 кВ приняты исходя из фактических в последние годы, для новых подстанций – исходя из $\operatorname{tg} \varphi$ нагрузки 0,48;

величины межсистемных перетоков мощности и их направления, а также уровни напряжения на шинах 220-500 кВ подстанций увязаны с балансами мощности ОЭС Юга и расчетами режимов по основной сети ОЭС;

рассматривались режимы работы при параллельной работе ОЭС Юга с энергосистемами Закавказья;

режимы работы электрической сети Ростовской энергосистемы рассматривались как при параллельной работе ОЭС Юга с энергосистемой Украины, так и при размыкании связей с энергосистемой Украины.

Схемы потокораспределения в рекомендуемой схеме электрической сети 110 кВ и выше Ростовской энергосистемы для режима зимних максимальных нагрузок 2019 года приведены на рис. 40, 41, 42, 43, для режима летних максимальных нагрузок 2019 года – на рис. 44, 45, 46, 47.

Анализ режимов работы сети 110 кВ и выше показал, что в нормальной схеме загрузка ВЛ 110 и 220 кВ, в основном, находится в пределах нормируемой плотности тока. Нагрузка автотрансформаторов на подстанциях 220 – 500 кВ в нормальной схеме не превышает соответственно 46 – 62 процента их установленной мощности. При отключении (выводе в ремонт) одного из автотрансформаторов или одного из элементов электрической сети нагрузка АТ не превышает номинальную за исключением ПС 500 кВ Ростовская, где при отключении ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань в зимний максимум нагрузки при раздельной работе с энергосистемой Украины нагрузка АТ 500/220 кВ превышает номинальную на 2,8 процента (таблица № 17, рис. 48, 49).

В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 220-500 кВ электроснабжение потребителей на территории Ростовской энергосистемы обеспечивается без ограничений, параметры режима сети 110 – 220 кВ находятся в допустимых пределах. Напряжение в сети 110 кВ обеспечивается не ниже 111 – 112 кВ.

При прогнозируемом росте электрической нагрузки Центрального энергорайона (в 2019 году до 1292,5 МВт) электроснабжение потребителей обеспечивается без ограничений как в нормальной схеме сети, так и в расчетных послеаварийных режимах, в том числе и при отключении одной из двухцепных ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 или Новочеркасская ГРЭС – Р-20 (см. рис. 50, 51). Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-4 может быть отнесено за 2019 год.

Строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая, установка АТ-2 мощностью не менее 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово исключает перегрузки в сети 110 кВ в послеаварийных режимах и ремонтных схемах сети 220 кВ и снимает практически все проблемы электроснабжения западной части Северо-Восточного энергорайона энергосистемы, в том числе и в условиях раздельной работы с энергосистемой Украины (см. таблицу № 18 и рис. 12, 13, 14, 15, 16, 17, 52, 53, 54, 55).

Для определения оптимальной схемы присоединения ПС 220 кВ Генеральская к сети 110 кВ города Ростова-на-Дону рассмотрены варианты использования ближайших к подстанции участков существующей сети 110 кВ. Ввод ПС 220 кВ Генеральская в проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2015 – 2021 годы предусматривается в 2017 году. В районе, прилегающем к ПС 220 кВ Генеральская, отсутствуют сети 110 кВ. Наиболее оптимальной точкой приема мощности от ПС 220 кВ Генеральская в прилегающей сети представляется ПС 110 кВ Р5, которая находится в центре

нагрузок и имеет связи практически со всеми узловыми точками электрической сети города Ростова-на-Дону.

На рис. 20 приведена схема потокораспределения при подключении ПС 220 кВ Генеральская двумя ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ Р5. Как видно из такой схемы передача мощности в сеть 110 кВ от ПС 220 кВ Генеральская составляет около 100 МВт. Такое присоединение подстанции Генеральская к сети 110 кВ обеспечивает также снижение нагрузки автотрансформаторов на подстанциях 220 кВ Р-20 (на 17 процентов), Р-40 (на 10 процентов) и Р-4 (на 9 процентов). Можно также к ПС 220 кВ Генеральская подключить ПС 110кВ Р42, ввод которой предусматривается также в 2017 году. Присоединение к ПС 110 кВ Р5 новых ВЛ 110 кВ будет сложно осуществить, принимая во внимание размещение подстанции и количество уже подключенных к ней ВЛ 110 кВ.

Рассмотрен также вариант выполнения заходов на ПС 220 кВ Генеральская от одной из ВЛ 110 кВ, подключенных к ПС 110 кВ Р5, например, заходы от ВЛ 110 кВ Р-40 – Р24 – Р5 (см. рис. 21).

Приведенные результаты расчетов для вариантов присоединения ПС 220 кВ Генеральская к сети 110 кВ показывают возможность достаточно эффективного ее использования в схеме электроснабжения г. Ростова-на-Дону и для электроснабжения новых потребителей, в случае их размещения в районе подстанции. Однако для оценки возможности реализации рассмотренных вариантов, затрат на электросетевое строительство и сроков реализации необходимо выполнение более детальных проработок с обследованием трас КВЛ 110 кВ и возможности расширения подстанций, которые выполнить в рамках настоящей работы не представляется возможным.

2.2.2. Условия регулирования напряжения и размещение источников реактивной мощности

Регулирование напряжения в сети 110 кВ Ростовской энергосистемы обеспечивается за счет изменения реактивной мощности генераторов электростанций и компенсирующих устройств (БСК), установленных в электрических сетях у потребителей, а также за счет регулировочных возможностей автотрансформаторов и трансформаторов на подстанциях 500, 220 и 110 кВ.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ 500 кВ на ПС 500 кВ Шахты установлены два шунтирующих реактора мощностью по 180 МВАр, на ПС 500 кВ Ростовская при подключении ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань требуется установка шунтирующего реактора мощностью 180 МВАр.

На Ростовской АЭС в ОРУ 500 кВ с каждой отходящей ВЛ устанавливается шунтирующий реактор. Всего на АЭС должно быть установлено 7 ШР, два из них подключены к шинам ОРУ 500 кВ, остальные подключаются к ВЛ.

На ПС 500 кВ Шахты в зимний период включен в основном один шунтирующий реактор, в летний период включаются оба ШР.

Наиболее проблемным в плане обеспечения технических требований к уровню напряжения в электрической сети в существующей схеме является сеть 110 кВ Северного и Северо-Восточного энергорайонов энергосистемы, где в послеаварийных режимах и ремонтных схемах сети 220 кВ имеет место снижение напряжения до 0,9 номинального.

В рекомендуемой схеме электрической сети в условиях параллельной работы с энергосистемой Украины электроснабжение потребителей Северных электрических сетей (СЭС) осуществляется от подстанций 220 кВ Сысоево, Вешенская-2, Погорелово и обеспечивается в расчетных режимах в 2019 году как в нормальной схеме, так и в послеаварийных режимах (отключение АТ 220/110 кВ на ПС Вешенская-2 или Погорелово) с выполнением нормативных требований к уровню напряжения в сети 110 кВ.

При раздельной работе с энергосистемой Украины (отключена ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево) в максимум нагрузок энергосистемы 2019 года центрами питания сети 110 кВ Северного энергорайона остаются ПС 220 кВ Погорелово и Вешенская-2. Напряжение на шинах 110 кВ подстанций Промзона, Сысоево, Чертково, Ал. Лозовская в нормальной схеме с учетом только существующих компенсирующих устройств, установленных на ПС 110 кВ Промзона и Тиховская, обеспечивается в пределах 110-116 кВ, а при отключении АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Вешенская-2 (наиболее тяжелый послеаварийный режим) напряжение в сети 110 кВ будет снижаться до 95 – 96 кВ в зимний максимум нагрузок и не ниже 104 кВ – в летний максимум. Установка дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях Северного энергорайона при условии строительства в 2016 году ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая и установки АТ-2 мощностью не менее 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово не требуется.

Без ввода ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая и установки АТ-2 мощностью не менее 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово для поддержания напряжения в сети 110 кВ Северного энергорайона в пределах 112 – 115 кВ в нормальной схеме и 100 – 102 кВ в послеаварийных режимах и ремонтных схемах потребуются установка компенсирующих устройств на ПС 110 кВ Вешенская 1 и Ал. Лазовская по 5 МВАр и на ПС 110 кВ Промзона мощностью 25 МВАр (суммарная мощность дополнительных КУ, устанавливаемых в Северном энергорайоне, в этом случае составит порядка 35 МВАр).

Выполненные расчеты по оптимизации реактивной нагрузки на шинах подстанций 110 кВ для рекомендуемой схемы электрической сети Ростовской энергосистемы показали, что при расчетном уровне нагрузки энергосистемы установка дополнительных компенсирующих устройств экономически неэффективна.

2.3. Оценка объемов электросетевого строительства и необходимые капиталовложения в период 2015 – 2019 годов

В объемы электросетевого строительства включены объекты вновь сооружаемые, расширяемые и реконструируемые на территории Ростовской области в период 2015 – 2019 годов.

Оценка капиталовложений в развитие электрической сети 110 кВ и выше выполнена по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденному приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 477) в базовых ценах 2000 года с последующим пересчетом в цены на I квартал 2015 г.

Сроки сооружения объекта принимаются по выполненным проектам, а при их отсутствии – по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи» (введены 1 июня 2012 г.).

Стоимость СМР, прочих работ и затрат и ПИР в текущем уровне цен определяется в соответствии с рекомендуемыми к применению в I квартале 2015 г. индексами:

$K_{смр} = 5,78$ – индекс изменения сметной стоимости СМР к ФЕР по виду строительства «Прочие объекты» для Ростовской области (без НДС, приложение 1 к письму Минстроя России от 12.02.2015 № 3691-ЛС/08);

Коборуд. = 4,04 – индекс изменения сметной стоимости оборудования по отрасли Электроэнергетика (без НДС, приложение 5 к письму Минстроя России от 06.02.2015 № 3004-ЛС/08);

Кпроч. = 7,94 – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат по отрасли «Электроэнергетика» (без НДС, приложение 4 к письму Минстроя России от 06.02.2015 № 3004-ЛС/08).

Для пересчета ПИР:

из цен на 1 января 2000 г. в цены 2001 года применяется $K_{проект.} = 1,19$ (письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 № НЗ-4316/10);

из цен на 2001 год в цены на 1 квартал 2015 г. применяется $K_{проект.} = 3,73$ (без НДС, приложение 3 к письму Минстроя России от 06.02.2015 № 3004-ЛС/08).

Удельный вес затрат в стоимости строительства подстанций и линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше принят по данным «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35-1150 кВ» и приведен в таблице № 19.

УДЕЛЬНЫЙ ВЕС
затрат в стоимости строительства подстанций
и линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше

№ п/п	Объект	Составляющие стоимости строительства, %			
		СМР	оборудование	прочие затраты	ПИР
1	2	3	4	5	6
1.	Подстанции	22	61	8,5	8,5
2.	Линии электропередачи	80	–	11,5	8,5

Протяженность ВЛ должна уточняться на последующих стадиях проектирования.

Для реализации рекомендуемого развития электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на территории Ростовской области в период 2015 – 2019 годов потребуется 27166,92 млн. рублей капитальных вложений с учетом НДС в ценах на I квартал 2015 г.

Для реализации рекомендуемого развития схемы электрических сетей 110 кВ на территории Ростовской области в период 2015 – 2019 годов потребуется 4220,51 млн. рублей капитальных вложений с учетом НДС в ценах на I квартал 2015 г. Из них новое строительство – 2916,23 млн. рублей, реконструкция и техперевооружение – 1304,28 млн. рублей.

Приведенные в таблице № 20 величины затрат являются предварительными и должны уточняться на последующих стадиях проектирования.

Сводные показатели строительства электрических сетей напряжением 110 – 500 кВ в Ростовской энергосистеме в 2015 – 2019 годах приведены в таблице № 20.

Таблица № 20

СВОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
строительства электрических сетей
напряжением 110 – 500 кВ в Ростовской энергосистеме в 2015 – 2019 годах

№ п/п	Наименование	Ввод линий электропередачи и подстанций (километров) МВА	Оценка необходимых капиталовложений (млн. рублей) (цены I квартала 2015 г.)
1	2	3	4
1.	Линии электропередачи,	1156,20	21206,69
1.1.	в том числе: новое строительство	1104,10	20351,39

1	2	3	4
1.1.1.	500 кВ	887,80	16434,94
1.1.2.	220 кВ	168,30	2043,45
1.1.2.	110 кВ	48,00	1873,00
1.2.	реконструкция:	52,12	855,30
1.2.1.	330 кВ	51,00	805,76
1.2.2.	110 кВ	1,12	49,54
2.	Подстанции,	2528,00	11836,10
2.1.	в том числе: новое строительство	1469,00	6814,40
2.1.1.	500 кВ	501,00	1885,89
2.1.2.	220 кВ	856,00	3886,50
2.1.3.	110 кВ	112,00	1042,00
2.2.	реконструкция:	1059,00	5021,71
2.2.1.	500 кВ	334,00	772,95
2.2.2.	220 кВ	625,00	2994,02
2.2.3.	110 кВ	100,00	1254,74
3.	Всего капиталовложений:	–	32271,04
3.1.	новое строительство:	–	27166,98
3.1.1.	500 кВ	–	18320,83
3.1.2.	220 кВ	–	5929,92
3.1.3.	110 кВ	–	2916,23
3.2.	реконструкция:	–	5104,06
3.2.1.	330 кВ	–	805,76
3.2.2.	220 кВ	–	2994,02
3.2.3.	110кВ	–	1304,28

3. Вводы электросетевых объектов Ростовской энергосистемы напряжением 220 кВ и выше,
рекомендуемые к реализации в период 2015 – 2019 годов

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

Ростовской энергосистемы напряжением 220 кВ и выше, рекомендуемые к реализации в период 2015 – 2019 годов приведены в таблице № 21.

Таблица № 21

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

Ростовской энергосистемы напряжением 220 кВ и выше, рекомендуемые к реализации в период 2015 – 2019 годов

Цены I квартала 2015 г. с учетом НДС

№ п/п	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		Основное назначение объекта
				ВЛ, километров (в том числе по РО) ПС, МВА (МВАр)	километров, млн. рублей	МВА, млн. рублей	километров, млн. рублей	МВА, млн. рублей	километров, млн. рублей	МВА, млн. рублей	километров, млн. рублей	МВА, млн. рублей		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Объекты для выдачи мощности электростанций (АЭС)													
1.1.	ВЛ 500 кВ													
1.1	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская	2019	300 км	–	–	–	–	–	–	–	–	300/5647,74	–	выдача мощности блока № 4 Ростовской АЭС
2.	Объекты нового строительства													
2.1.	ПС 500 кВ													
2.1.1	Расширение ПС 500/220/110 кВ Шахты: установка АТ 3х167, 3 ячейки 220 кВ (для КМК)	2017	3х167МВА/КРУЭ 220 кВ	–	–	–	–	–	501/1294,4	–	–	–	–	электроснабжение ООО «КМК»
	Расширение ПС 500/220/110 кВ Шахты: установка 1 ячейки 220 кВ (для ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая)	2016	–	–	–	–	–/197,17	–	–	–	–	–	–	–
2.1.2.	Расширение ПС 500/330/220 кВ Ростовская: 2 выключателя для ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская	2017	ячейка 220 кВ	–	–	–	–	–	–/394,32	–	–	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.1.3.	Итого по ПС 500 кВ	–	–	–	–	–	–/ 197,17	–	501/ 1688,72	–	–	–	–	–
2.2.	ВЛ 500 кВ													
2.2.1.	ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	2017	500 (95) км УШР-180	–	–	–	–	500/ 8049,35	УШР- 180/ 1323,89	–	–	–	–	увеличение пропускной способности межсистемных связей
2.2.2.	Итого по ВЛ 500 кВ	–	–	–	–	–	–	500/ 8049,35	–/ 1323,89	–	–	300/ 5647,7	–	–
2.3.	ВЛ 220 кВ													
2.3.1.	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	2016	80 км	–	–	80/ 988,4	–	–	–	–	–	–	–	повышение надежности электроснабжения в схемах ремонта электроснабжения
2.3.2.	ВЛ 220 кВ Шахты – ПС 220 кВ КМК (2 ВЛ в габаритах 330 кВ), провод АС-400х2	2017	2х21 км	–	–	–	–	42/ 663,57	–	–	–	–	–	электроснабжение потребителей ООО «Красносулинский металлургический комбинат»
2.3.3.	Заходы ВЛ 220 кВ на Ростовскую АЭС	2015	6,3 км	6,3/ 100,96	–	–	–	–	–	–	–	–	–	завершение строительства заходов ВЛ 220 кВ на Ростовской АЭС по проектной схеме
2.3.4.	ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская (2 цепи)	2017	2х20 км	–	–	–	–	40/ 290,53	–	–	–	–	–	электроснабжение объектов ООО «КЭСК»
2.3.5.	Итого по ВЛ 220 кВ	–	–	6,3/ 100,96	–	80/ 988,4	–	82/ 954,1	–	–	–	–	–	–
2.4.	ПС 220 кВ													
2.4.1.	ПС 220/35/10 кВ КМК	2017 2019	1-й этап: 2х80 МВА 2х63 МВА 1х160 МВА; 2-й этап: 1х160 МВА	–	–	–	–	–	446/ 1996,35	–	–	–	160/ 294,1	–
2.4.2.	Расширение КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ Койсуг для присоединения ПС 110 кВ Спортивная	2017	1 ячейка	–	–	–	–	–	–/ 79,88	–	–	–	–	для электроснабжения объектов ЧМ по футболу 2018 года
2.4.3.	ПС 220/110 кВ Донецкая, установка 3 выключателей 220 кВ	2016	–	–	–	–	–/ 336,37	–	–	–	–	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.4.4.	ПС 220/110 кВ Р-4 расширение на 1 линейную ячейку для присоединения КВЛ 110 кВ Р-4 – КСЗ	2017	1 ячейка	–	–	–	–	–	–/52,72	–	–	–	–	для электроснабжения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года
2.4.5.	ПС 220 кВ Генеральская	2017	2x125 МВА	–	–	–	–	–	250/1127,05	–	–	–	–	электроснабжение объектов ООО «КЭСК»
2.4.6.	Итого по ПС 220 кВ	–	–	–	–	–	0,0/336,37	–	856,0/3256	–	–	–	160/294,1	–
3.	Объекты реновации 330 кВ													
3.1.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская реконструкция участка ВЛ длиной 51 км	2017	51 км	–	–	–	–	51/805,76	–	–	–	–	–	–
4.	Объекты реновации 220 кВ													
4.1.	ПС 220/110 кВ Р-4 замена АТ-2 на 250 МВА вв. АТЗ 250 МВА и выключатель 220 кВ и 110 кВ в цепи трансформатора	2015	2x250 МВА	–	500/825,5	–	–	–	–	–	–	–	–	обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле
4.2.	ПС 220/110 кВ Р-20 замена выключателей 220 кВ – 7 штук; замена выключателей 110 кВ – 6 штук	2015	–	–	–/1585,42	–	–	–	–	–	–	–	–	–
4.3.	ПС 220 кВ Погорелово (замена ОДКЗ 2 выключателей 220 кВ, установка АТ-2 125 МВА)	2015 2016	125 МВА	–	–/201,15	–	125/281,38	–	–	–	–	–	–	–
4.4.	ПС 220 кВ Ш50 замена ОДКЗ и СМВ	2017	–	–	–	–	–	–	–/100,57	–	–	–	–	–
4.5.	Итого реконструкция ПС 220 кВ	–	–	–	500/2612,07	–	125/281,38	–	–/100,57	–	–	–	–	–
4.6.	Итого по объектам, входящим в инвестиционную программу ОАО «ФСК ЕЭС»	–	–	–/101,0	–/2612,1	–/988,4	–/814,92	–/9809,21	–/6663,28	–/–	–/–	–/5647,7	–/–	–

Примечание.

1. В скобках приведена протяженность ВЛ по территории Ростовской области.

4. Перечень объектов напряжением 110 кВ, рекомендованных к строительству, реконструкции или техническому перевооружению в энергосистеме Ростовской области в период 2015 – 2019 годов

Перечень объектов напряжением 110 кВ, рекомендованных к строительству, реконструкции или техническому перевооружению в энергосистеме Ростовской области в период 2015 – 2019 годов, приведен в таблице № 22.

Таблица № 22

ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ

напряжением 110 кВ, рекомендованных к строительству, реконструкции или техническому перевооружению в энергосистеме Ростовской области в период 2015 – 2019 годов

Цены 1 квартала 2015 г. с учетом НДС

№ п/п	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (МВАр)	км, млн. рублей	МВА, млн. рублей	км, млн. рублей	МВА, млн. рублей	км, млн. рублей	МВА, млн. рублей	км, млн. рублей	МВА, млн. рублей		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Объекты, сооружаемые в соответствии с инвестиционной программой филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»													
1.1.	Новое строительство													
1.1.1.	ПС 110 кВ													
1.1.1.1.	Строительство ПС 110/10 кВ Спортивная	2017	2 x 40 МВА	–	–	–	–	–	80/ 644,92	–	–	–	–	обеспечение электроснабжения объектов, строящихся к чемпионату мира по футболу 2018 года
1.1.1.2.	Строительство ПС 110/35/10 кВ Чертковская	2016	2x16 МВА	–	–	–	32/ 397,36	–	–	–	–	–	–	вынос ПС 110 кВ Чертковская с приграничной с Украиной территории
1.1.1.6.	Итого	–	–	–	–	–	32,0/ 397,36	–	80,0/ 644,92	–	–	–	–	–
1.1.2.	ВЛ 110 кВ													
1.1.2.1.	Строительство ВЛ 110 кВ Койсуг – Спортивная – Р-4	2017	31+3 км	–	–	–	–	34/ 558,64	–	–	–	–	–	обеспечение электроснабжения объектов, строящихся к чемпионату мира по футболу 2018 года
1.1.2.2.	Строительство КВЛ 110 кВ КС3 – Р-4	2017	9,08+3 км	–	–	–	–	12,08/ 1300,79	–	–	–	–	–	программа подготовки к чемпионату мира по футболу 2018 года

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.1.2.3.	Строительство участка ВЛ 110 кВ для выноса ПС 110 кВ Чертковская	2016	1 км	–	–	1/ 6,76	–	–	–	–	–	–	–	–
1.1.2.4.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Дон-Металл	2016	2x0,5 км	–	–	1/ 6,76	–	–	–	–	–	–	–	электроснабжение новой ПС 110 кВ Дон-Металл (договор технологического присоединения от 13.09.2013 № 32500-13-00136767-4)
1.1.2.5.	Итого	–	–	–	–	2,00/ 13,52	–	46,0/ 1859,43	–	–	–	–	–	–
1.2.	Техпервооружение и реконструкция													
1.2.1.	ПС 110 кВ													
1.2.1.1.	ПС 110/10 кВ Ш47 уст. Т2-25 МВА заменой Т1 на 25 МВА,	2016	2x25 МВА	–	–	–	50/ 292,9	–	–	–	–	–	–	электроснабжение металлопрокатного производства «Южный Стан» (договор на технологическое присоединение от 07.08.2012 № 22600-12-00093297-4)
1.2.1.2.	Реконструкция ОРУ 110 кВ на ПС С2 с заменой ошиновки	2015	–	–	–/ 37,8	–	–	–	–	–	–	–	–	повышение пропускной способности сети 110 кВ
1.2.1.3.	ПС 110/6 кВ КС3 расширение на 2 линейные ячейки	2017	–	–	–	–	–	–	–/ 105,42	–	–	–	–	обеспечение электроснабжения объектов, строящихся к чемпионату мира по футболу 2018 года
1.2.1.4.	Реконструкция ОРУ 110 кВ на ПС Р1 с заменой выключателей	2016	–	–	–	–	–/ 419,68	–	–	–	–	–	–	обеспечение замыкания транзита 110 кВ Р1 – Р27 – Р22 по 2 этапу присоединения ПС 110 кВ Р27 (договор на технологическое присоединение от 20.09.2011 № 147/ТП-М5)
1.2.1.5.	ПС 110/10-10 кВ АС10 замена Т1 и Т2 на 2x25 МВА	2017	2x25 МВА	–	–	–	–	–	50/ 398,94	–	–	–	–	электроснабжение аэропортового комплекса «Южный» (договор на технологическое присоединение от 04.08.2014 № 61200-14-00168847-1)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1.2.1.6.	Итого	–	–	–	0/ 37,8	–	50/ 712,58	–	50/ 504,4	–	–	–	–	–	
1.2.2.	ВЛ 110 кВ														
1.2.2.1.	Реконструкция ЛЭП 110кВ Хапры – Синявская – Самбек-Т-10 (заходы на ПС 110 кВ Самбек) на провод АС-150 с заменой ошиновки в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Самбек	2015	2x1,12 км	1,12/ 11,95	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ Т22 ОАО «Тагмет» (договор на технологическое присоединение от 31.07.2013 № 112927/25/11/Г-13)
1.2.2.2.	Экспериментальная ТЭС. Замена ошиновки в ОРУ 110 кВ ячейка ВЛ 110 кВ Экспериментальная – С2 1-я цепь с отпайкой на ПС ГСР	2015	–	–/ 37,59	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	повышение пропускной способности сети 110 кВ
1.2.2.3.	Итого	–	–	1,12/ 49,54	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
	Всего (млн. рублей)	–	–	49,5	37,8	13,5	1110	1859,43	1151,32	–	–	–	–	–	

5. Расчетные нагрузки подстанций напряжением 110 кВ и выше Ростовской энергосистемы на зимний максимум 2019 года

Расчетные нагрузки подстанций напряжением 110 кВ и выше Ростовской энергосистемы на зимний максимум 2019 года приведены в таблице № 23.

Таблица № 23

РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ
подстанций напряжением 110 кВ и выше Ростовской энергосистемы на зимний максимум 2019 года

№ п/п	Наименование подстанций	Нагрузка ПС в максимум режимного дня 2013 года	Максимальная нагрузка ПС в 2013 году	Присоединяемая нагрузка по заключенным договорам*	Расчетная нагрузка в максимум энергосистемы 2019 года	Максимальная расчетная нагрузка в 2019 году	Класс напряжения подстанции	Установленная мощность трансформаторов на 1 января 2014 г.
		мегаватт	мегаватт	мегаватт	мегаватт	мегаватт	киловольт	мегаватт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Центральные электрические сети							
1.1.	Новочеркасская ГРЭС, собственные нужды	78,9	88,7	–	88,72	109,52	–	–
1.2.	Ростовской ТЭЦ-2, собственные нужды	17,1	19,2	–	19,23	22,86	–	–
1.3.	АС1 (Ольгинская)	9,3	10,5	5,58	11,83	18,07	110/35/10	6,3 + 10,0
1.4.	АС4 (Сов. Россия)	2,4	2,7	–	2,70	3,02	110/10	2 x 6,3
1.5.	АС6 (Старочеркасск)	1,8	2,0	1,21	2,32	3,48	110/10	2 x 6,3
1.6.	АС10 (Камышевахская)	2,4	2,4	21,7	24,10	25,90	110/10	2 x 2,5
1.7.	АС11 (Ключевская)	10,8	12,1 (Перевод 5 МВт на ПС 110 кВ АС8)	1,91	7,61	10,14	110/35/10	2 x 16,0
1.8.	АС12 (Каменобродская)	4,8	5,4	2,20	5,94	8,21	110/10	2 x 6,3
1.9.	АС15 (ИКЕА)	12,9	14,5	4,15	15,52	19,93	110/10-10	2 x 25,0
1.10.	БГ1 (Багаевская)	7,1	8,0	2,00	8,47	11,14	110/35/10	2 x 10,0
1.11.	БГ2 (Арпачин)	3,3	3,7	1,50	4,08	5,58	110/35/10/6	10,0 + 6,3
1.12.	БГ6 (Ажиновская)	0,2	0,2	–	0,22	0,25	110/10	2 x 2,5
1.13.	БТ1	26,5	29,8	2,30	30,36	37,54	110/6-6	2 x 25,0
1.14.	БТ2	10,7	12,0	2,90	9,24	10,77	110/35/6	25,0 + 40,0
1.15.	БТ3	14,3	16,1	2,00	16,57	20,35	110/6-6	2 x 25,0
1.16.	В1 (Веселый)	7,1	8,0	2,08	8,49	10,96	110/35/10	2 x 16,0
1.17.	В2 (Балабинская)	0,7	0,8	–	0,79	0,86	110/10	2 x 2,5
1.18.	В10 (Ждановская)	2,6	2,9	–	2,92	3,32	110/35/10	10,0
1.19.	ГТП	21,5	24,2	1,10	24,45	27,59	110/35/6	20,0 + 2 x 40,0
1.20.	ГТП2 (НЗСП)	4,4	4,9	–	4,95	5,53	110/6	2 x 16,0
1.21.	ГТП3	2,9	3,3	–	3,26	3,67	110/6-6	2 x 40,0
1.22.	ГТП4	1,9	2,1	–	2,14	2,28	110/6	2 x 10,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.23.	НГ4	1,4	1,6	–	1,57	1,87	110/10	2 x 16,0
1.24.	НГ5	19,5	21,9	4,80	23,10	29,28	110/6-10	2 x 25,0
1.25.	НГ6	0,1	0,1	–	0,11	0,25	110/6	2 x 6,3
1.26.	НГ8 (Б. Мишкин)	0,9	1,0	1,02	1,26	2,14	110/6	2 x 6,3
1.27.	НЗБ	33,5	37,7	–	37,67	49,97	110/35/27,5	2 x 40,0
		17,0	19,1	–	19,12	21,63	110/6-6	2 x 25,0
1.28.	НЭЗ	15,0	16,9	–	16,87	17,78	220/110/10	2 x 125,0
		26,0	29,2	–	29,24	30,46	110/35/10	2 x 80,0
1.29.	НЗПМ	15,0	16,9	1,91	17,34	21,50	110/35/6	2 x 25,0
1.30.	КСЗ	14,4	16,2	4,50	17,30	22,45	110/6	40,0 + 31,5
1.31.	Койсуг	17,4	19,6	–	19,57	21,18	220/110/27,5	120,0+125,0+200,0
1.32.	РСМ (ГПП – 1,2,3)	43,8	49,3	–	49,25	55,02	110/6-6	–
1.33.	ГПП4 (РСМ)	13,3	15,0	1,23	15,26	18,30	110/6-6	2 x 25,0
1.34.	P1	35,7	40,1 (Перевод 7 МВт на ПС 110 кВ P27)	1,50	33,51	37,15	110/35/6	2 x 40,0
1.35.	P2	26,6	29,9	–	29,91	33,75	110/35/6	2 x 40,0
1.36.	P3	28,1	31,6	0,40	31,70	35,74	110/6-6	2 x 40,0
1.37.	P-4	14,0	15,7	1,75	16,17	19,60	110/10-10	2 x 25,0
1.38.	P5	25,8	29,0	–	29,01	32,96	110/6-10	2 x 40,0
1.39.	P6	19,5	21,9	13,82	25,32	38,00	110/10-10	2 x 25,0
1.40.	P7	57,8	61,9	–	61,90	63,79	110/35/6	2 x 63,0
1.41.	P8	35,6	40,0	0,50	40,16	45,65	110/6-10	2 x 40,0
1.42.	P9	28,3	31,8	3,80	32,76	39,89	110/35/6	31,5 + 40,0
1.43.	P10	33,2	43,7 (Перевод 12 МВт на ПС 110 кВ P42)	5,00	32,93	40,11	110/10-10	2 x 40,0
1.44.	P12	18,9	21,3	11,35	24,04	34,21	110/6-6	2 x 40,0
1.45.	P16	20,3	22,8	1,00	23,07	27,31	110/6-6	2 x 25,0
1.46.	P17	11,7	13,2	–	13,16	15,16	110/6-6	2 x 25,0
1.47.	Восточная (P18)	6,9	7,8	2,80	8,45	12,74	110/27,5/6	20,0 + 25,0
1.48.	P19	26,1	29,4	2,42	29,94	35,59	110/10-10	2 x 40,0
1.49.	P-20	2,4	2,7	–	2,70	2,92	220/110/10	2 x 200,0
1.50.	P21	0,1	0,1	–	0,11	0,16	110/6	16,0
1.51.	P22	21,0	23,6	10,81	26,26	36,90	110/35/6	2 x 40,0
1.52.	P23	15,1	17,0	–	16,98	18,76	110/6-6	2 x 25,0
1.53.	P24	17,9	20,1	1,00	20,37	23,65	110/6-6	2 x 25,0
1.54.	P25	8,7	9,8	1,29	10,10	12,21	110/6-10	2 x 25,0
1.55.	P26	12,6	14,2	9,46	16,49	24,85	110/6-10	2 x 40,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.56.	Р27 (Центральная)	–	–	17,60	7,00	17,06	110/6-10	2 x 40,0
1.57.	Р28 (ДОСААФ)	15,0	16,9	17,58	21,18	35,82	110/6-10	2 x 40,0
1.58.	Р29	3,6	4,0	4,85	5,24	9,31	110/10	2 x 16,0
1.59.	Р31	10,2	11,5	5,55	12,83	18,44	110/6-6	2 x 40,0
1.60.	Р32	14,2	16,0	–	15,97	18,16	110/6-10	2 x 25,0
1.61.	Р33	27,5	30,9	2,46	31,53	37,23	110/6-10	2 x 25,0
1.62.	Р35	2,3	2,6	15,94	6,49	18,31	110/6-10	2 x 25,0
1.63.	Р37 (Рубин)	2,6	2,9	4,30	3,98	7,39	110/6-10	25,0 + 40,0
1.64.	Р38	1,7	1,9	–	1,91	2,16	110/10	10 + 6,3
1.65.	Р-40	28,0	31,5 (Перевод 6 МВт на ПС 110 кВ Р42)	2,55	26,11	30,52	220/110/10	2 x 125,0
1.66.	Р41 (Аэропорт)	4,7	5,3	1,41	5,63	7,45	110/6	2 x 10,0
1.67.	СМ1 (Семикаракорск)	9,5	10,7	–	10,68	12,34	110/35/10	2 x 16,0
1.68.	СМ2 (Задоно-Кагальницкая)	3,2	3,6	–	3,60	4,07	110/35/10	2 x 16,0
1.69.	СМ3 (Садковская)	1,7	1,9	–	1,91	2,16	110/35/6	2 x 10,0
1.70.	СМ4 (Сусатская)	0,7	0,8	–	0,79	0,91	110/10	2,5
1.71.	Хапры	6,6	7,4	–	7,42	9,31	110/27,5/10	2 x 31,5
2.	Новые подстанции							
2.1.	Генеральская	–	–	100,00	15,00	96,93	–	–
2.2.	Р42 (Северная)	–	–	–	18,00	17,96	–	–
2.3.	Спортивная	–	–	40,87	38,90	39,62	–	–
2.4.	АС8	–	–	11,00	12,00	16,43	–	–
3.	Юго-Западные электрические сети							
3.1.	Алексеевская	9,4	10,6	–	10,57	12,48	110/35/10	2 x 16,0
3.2.	Дарагановская	4,4	4,9	–	4,95	5,53	110/35/10	16,0
3.3.	Ефремовская	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10	6,3
3.4.	Искра	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/6	2,5
3.5.	Латоновская	2,0	2,2	–	2,25	2,57	110/35/10	2 x 6,3
3.6.	Лиманная	0,7	0,8	–	0,79	0,91	110/10	6,3
3.7.	М. Курган тяговая	3,1	3,5	–	3,49	4,41	110/35/27,5	2 x 25,0
3.8.	Некрасовская	0,5	0,6	–	0,56	0,66	110/10	6,3
3.9.	Новиковская	3,1	3,5	–	3,49	4,15	110/35/10	10,0
3.10.	Носовская	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10	10,0
3.11.	Отрадененская	0,2	0,2	–	0,22	0,32	110/10	6,3
3.12.	Очистные сооружения I	3,4	3,8	–	3,82	4,44	110/35/6	2 x 16,0
3.13.	Рябиновская	2,6	2,9	–	2,92	3,17	110/35/10	6,3
3.14.	Самбек	3,5	3,9	3,28	4,74	7,85	110/10	10,0 + 16,0
3.15.	Синявская	2,7	3,0	–	3,04	3,71	110/35/10	2 x 10,0
3.16.	Т1	21,2	23,8	–	23,84	29,80	110/35/6	20,0 + 40,0
3.17.	Т5	16,1	18,1	–	18,10	19,88	110/6-6	2 x 16,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.18.	Т9	18,7	21,0	–	21,03	24,45	110/6-6	2 x 25,0
3.19.	Т-10 тяговая (ПТП)	5,0	5,6	–	5,62	6,14	110/27,5	40,0
3.20.	Т11	24,8	27,9	7,49	29,72	36,89	110/35/6	2 x 31,5
3.21.	Т12	8,5	9,6	–	9,56	15,54	110/27,5/6	2 x 31,5
3.22.	Т13	9,0	10,1	–	10,12	11,58	110/6-6	31,5 + 40,0
3.23.	Т-15 (Троицкая1)	14,1	15,9	–	15,86	16,54	110/35/10	16,0
3.24.	Т17	7,2	8,1	–	8,10	9,32	110/10	10,0 + 16,0
3.25.	Т20 (Печная)	24,0	27,0	–	70,00	31,75	220/35	160,0
3.26.	Т21	17,0	19,1	–	19,12	20,31	110/6-6	2 x 25,0
3.27.	Т22	9,0	10,1	26,00	26,49	35,55	110/35/6-6	25,0 + 2 x 40,0
3.28.	Т23	18,5	20,8	–	20,80	26,09	110/6-6	2 x 25,0
3.29.	Т24	5,0	5,6	–	5,62	6,62	110/6-6	31,5
3.30.	Т24 «ДЭУ»	0,1	0,1	–	0,11	0,25	110/6-6	2 x 63,0
3.31.	Т25	3,8	4,3	–	4,27	4,78	110/35/6	2 x 40,0
3.32.	Т26	4,3	4,8	–	4,84	5,33	110/10	2 x 16,0
3.33.	Т27	9,0	10,1	1,50	10,49	12,31	110/10	2 x 16,0
3.34.	Федоровская	1,5	1,7	–	1,69	2,06	110/35/10	2 x 10,0
3.35.	Чалтыры1	16,4	18,4	1,00	18,69	21,74	110/35/10	16,0 + 25,0
3.36.	Т-10 (220 кВ)	–	–	–	–	–	220/110/27,5	120,0 + 125,0
3.37.	Т-15 (220)	–	–	–	–	–	220/110/10	2 x 125,0 + 200,0
4.	Южные электрические сети							
4.1.	А1	31,4	35,3	8,40	37,37	43,82	110/35/6	40,0 + 50,0
4.2.	А12 (АКДП)	2,6	2,9	25,00	22,92	27,41	110/10	2 x 16,0
4.3.	А-20	11,4	12,8	3,65	13,71	17,36	220/110/10	2 x 125,0
4.4.	А25 (НС АКДП)	3,3	3,7	–	3,71	3,95	110/6	2 x 10,0
4.5.	А26 (Кока-Кола)	–	2,2	39,22	17,36	40,39	110/10-10	2 x 40,0
4.6.	А-30 (Кугей)	0,7	0,8	–	0,79	0,86	220/110/10	63,0
4.7.	А31 (Головатовская)	11,9	13,4	–	13,38	15,09	110/35/10	16,0
4.8.	А32 (Александровка)	4,5	5,1	–	5,06	5,45	110/35/10	2 x 10,0
4.9.	Балкогрузская	1,2	1,3	–	1,35	1,69	110/35/10	6,3
4.10.	БОС	2,1	2,4	2,00	2,85	4,43	110/10	6,3
4.11.	Егорлыкская	7,8	8,8	–	8,77	10,02	110/35/10	2 x 10,0
4.12.	Звонкая	4,2	4,7	2,00	5,21	7,36	110/35/10	10,0
4.13.	Зерновая	2,0	2,2	–	2,25	2,32	220/110/10	2 x 125,0
		12,6	14,2	–	14,17	15,74	110/35/10	16,0 + 23,0
4.14.	ЗРЗ (Мечетинская)	1,3	1,5	–	1,46	1,61	110/10	6,3
4.15.	ЗР10 (Сорго)	1,6	1,8	1,00	2,04	3,08	110/10	2 x 6,3
4.16.	ЗР14 (Н. Александровка)	2,7	3,0	–	3,04	3,47	110/35/10	10,0
4.17.	ЗР15 (ВНИИПТИМЭСХ)	2,0	2,2	–	2,25	2,51	110/10	6,3
4.18.	Кр. Лученская	2,3	2,6	–	2,59	2,78	110/35/10	16,0
4.19.	Кугей тяговая	7,7	8,7	–	8,66	9,10	110/35/27,5	2 x 40,0
4.20.	Манычская	0,8	0,9	–	0,90	1,20	110/10	6,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.21.	НС1 (Приморская)	2,7	3,0	–	3,04	3,20	110/6	6,3
4.22.	НС2	0,5	0,6	–	0,56	0,61	110/6	10,0
4.23.	НС3	0,7	0,8	2,20	1,33	2,99	110/35/6	16,0
4.24.	Полячки	0,7	0,8	–	0,79	0,91	110/10	6,3
4.25.	Роговская	2,6	2,9	–	2,92	3,17	110/35/10	10,0
4.26.	Самарская	6,9	7,8	–	7,76	8,65	110/35/10	10,0
4.27.	Юбилейная (КГ7)	7,0	7,9	–	7,87	8,16	110/35/10	10,0
5.	Новые подстанции							
5.1.	Азовтранзит	–	–	9,00	5,00	8,72	110/10	–
5.2.	Новая	–	–	5,00	5,00	4,85	110/10-10	–
5.3.	КТПБ (ОАО «Металлэнергоресурс»)	–	–	15,00	5,00	14,54	110/10-10	–
6.	Западные электрические сети							
6.1.	Экспериментальная ТЭС, собственные нужды	–	–	–	2,40	2,66	220/110/10	2 x 250,0
6.2.	ШПГ-ТЭЦ нагрузка	9,6	10,8	1,87	11,25	14,63	110/35/10	2 x 40,0
6.3.	Г2	15,0	16,9	–	16,87	19,44	110/35/6	31,5 + 40,0
6.4.	Г4	10,5	11,8	–	11,81	14,01	110/35/6	2 x 25,0
6.5.	Г9	3,1	3,5	1,50	3,85	6,08	110/6	16,0
6.6.	Г10	13,3	15,0	–	14,96	19,55	110/35/6	2 x 25,0
6.7.	Г13 (Алмазная)	5,9	6,6	1,70	7,05	9,46	110/6-6	2 x 16,0
6.8.	Г14 (Черенцовская)	0,9	1,0	–	1,01	1,11	110/35/6	7,5
6.9.	Г15	0,5	0,6	–	0,56	0,66	110/6-6	2 x 10,0
6.10.	Г18	5,0	5,6	–	5,62	6,19	110/6	2 x 6,3
6.11.	Г19 (Шерловская)	–	–	–	0,00	0,00	110/6-6	2 x 10,0
6.12.	Гидропривод (ГП)	4,9	5,5	1,20	5,80	7,55	110/10	6,3 + 20,0
6.13.	ГПП НЗНП	4,9	6,5	–	6,50	7,21	110/6-6	2 x 40,0
6.14.	ГСР (Гардиан Стекло)	3,5	3,9	–	3,94	4,28	110/10	2 x 16,0
6.15.	Дальняя	5,0	5,6	–	5,62	6,06	110/6	2 x 6,3
6.16.	Заводская	12,2	13,7	–	13,72	14,13	110/10-10	2 x 25,0
6.17.	Печная РЭМЗ	–	–	–	55,00	61,01	220/35	100,0
6.18.	Замчалово	10,6	11,9	–	11,92	13,23	110/35/27,5	2 x 40,0
6.19.	Карьер	0,4	0,4	2,00	0,94	2,40	110/6	6,3
6.20.	Лесостепь	7,7	8,7	–	8,66	10,14	110/35/27,5	2 x 40,0
6.21.	Н1	11,2	12,6	–	12,59	14,29	110/35/6/3	25,0 + 20,0
6.22.	Н4	17,7	19,9	–	19,90	22,43	110/35/6	2 x 40,0
6.23.	Н8	3,8	4,3	–	4,27	4,78	110/35/6	10,0 + 25,0
6.24.	Н9 (Родионовская)	6,9	7,8	–	7,76	8,55	110/35/10	2 x 16,0
6.25.	Н13 (Ильичевская ПТФ)	0,6	0,7	–	0,67	0,81	110/10	2 x 6,3
6.26.	Н15 (Барилловская)	1,7	1,9	–	1,91	2,28	110/35/10	10,0
6.27.	Н16 (Городская)	1,5	1,7	2,92	2,40	4,57	110/10	16,0
6.28.	Н17 (Б. Крепинская)	1,0	1,1	–	1,12	1,21	110/35/10	16,0
6.29.	Н21 (Болдыревская)	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10	2,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6.30.	С1	2,7	3,0	–	3,04	3,65	110/6	16,0 + 15,0
6.31.	С2	5,3	6,0	–	5,96	6,26	110/35/6	15,0 + 20,0
6.32.	С3	3,0	3,4	–	3,37	3,88	110/10	2 x 10,0
6.33.	С4	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10-10	63,0 + 25,0
6.34.	Стальная (С4)	–	–	45,00	5,00	43,62	110/10-10	2 x 63,0
6.35.	С5	2,8	3,1	–	3,15	3,74	110/10	2 x 6,3
6.36.	С6 (Садки)	2,0	2,2	–	2,25	2,47	110/6	2 x 6,3
6.37.	С7 (Орглитмаш)	1,4	1,6	–	1,57	1,71	110/10	6,3
6.38.	ЦОФ «Аютинская»	0,1	0,1	–	0,11	0,16	110/6	2 x 10,0
6.39.	Ш6	8,7	9,8	–	9,78	10,59	110/10-10	2 x 63,0
6.40.	Ш8	9,6	10,8	–	10,80	13,29	110/35/6	2 x 20,0
6.41.	Ш9	8,5	9,6	2,10	10,07	13,33	110/35/6	15,0 + 25,0
6.42.	Ш14 (УДП)	6,0	6,7	–	6,75	7,19	110/35/27,5/10	10,0 + 20,0
6.43.	Ш16	28,1	31,6	1,70	32,02	36,51	110/35/10	2 x 40,0
6.44.	Ш28 (Стройфарфор)	5,5	6,2	–	6,18	7,27	110/10-10	2 x 25,0
6.45.	Ш29	4,4	4,9	10,07	7,42	15,61	110/6	2 x 10,0
6.46.	Шахты (Ш 30)	0,2	0,2	–	0,22	0,32	220/110/10	2 x 125,0
6.47.	Ш34 (Дон)	10,6	11,9	2,65	12,57	15,52	110/35/10	25,0 + 16,0
6.48.	Ш35 (Кадамовская)	3,6	4,0	2,50	4,66	7,20	110/35/10	2 x 20,0
6.49.	Ш36 (Мокрологская)	0,8	0,9	–	0,90	0,96	110/10	2,5
6.50.	Ш37 (Виноградовская)	0,4	0,4	–	0,45	0,46	110/10	2,5
6.51.	Ш38 (Персиановка)	0,7	0,8	1,50	1,15	2,27	110/10	2,5
6.52.	Ш42 (Казачья)	3,3	3,7	1,60	4,10	5,54	110/10	2 x 6,3
6.53.	Ш43 (Кривянка)	1,5	1,7	–	1,69	1,69	110/6	6,3
6.54.	Ш44 (Юбилейная)	0,5	0,6	–	0,56	0,66	110/35/6	2 x 16,0
6.55.	Ш45	1,5	1,7	–	1,69	2,03	110/6-6	2 x 25,0
6.56.	Ш46	5,9	6,6	–	6,63	7,30	110/6	2 x 10,0
6.57.	Ш47	1,2	1,3	18,00	15,75	18,91	110/10	10,0
6.58.	Ш49	0,7	0,8	–	0,79	0,87	110/10	10,0
6.59.	Ш50	2,0	2,2	–	2,25	2,51	220/110/10	125,0
6.60.	ЩБЗ	0,9	1,0	–	1,01	1,16	110/6	6,3
7.	Новые подстанции							
7.1.	Садкинская Восточная	–	–	16,00	3,92	15,51	110/6	–
7.2.	КМК	–	–	480,00	384,00	465,28	220/35/6-6	–
8.	Восточные электрические сети							
8.1.	Волгодонская ТЭЦ-1	3,0	3,4	–	3,37	3,67	110/35/6	2 x 25,0
8.2.	Волгодонская ТЭЦ-2	1,1	1,2	–	1,24	1,43	220/110/10	250,0
		3,8	4,3	–	4,27	4,94	220/10	200,0
8.3.	Волгодонская ТЭЦ-2, собственные нужды	11,6	13,0	–	13,04	15,18	110/6/10	80,0 + 125,0
8.4.	Ростовская АЭС	84,2	94,7	–	210,00	110,42	–	–
8.5.	Ростовская АЭС, собственные нужды	0,7	0,8	–	–	0,79	220/6-6	4 x 63,0
8.6.	ЦГЭС	–	–	–	–	–	220/110/10	2 x 200,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8.7.	Богородская	0,2	0,2	–	0,22	0,25	110/10	2,5
8.8.	Б. Ремонтная	0,2	0,2	–	0,22	0,25	110/10	7,5 + 2,5
8.9.	Большовская	1,3	1,5	–	1,46	1,99	110/35/10	6,3
8.10.	Василевская	2,3	2,6	–	2,59	2,92	110/35/10	10,0
8.11.	ВД ПТФ	1,4	1,6	–	1,57	1,93	110/10	2 x 10,0
8.12.	Вербовая	0,3	0,3	–	0,34	0,36	110/10	2,5
8.13.	Водозабор	3,9	4,4	–	4,39	4,83	110/10	2 x 25,0
8.14.	ВОЭЗ	0,3	0,3	–	0,34	0,36	110/35/6	16,0
8.15.	Глубокинская	0,5	0,6	–	0,56	0,61	110/10	2,5
8.16.	Городская	16,6	18,7	–	18,67	20,87	110/10	2 x 40,0
8.17.	Городская-2	4,0	4,5	–	4,50	5,19	220/10-10	2 x 32,0
8.18.	ГПП1	–	–	–	–	–	110/10-10	2 x 40,0
8.19.	ГПП2	7,5	8,4	–	8,43	10,33	220/10-10	2 x 63,0
8.20.	Денисовская	0,2	0,2	–	0,22	0,25	110/10	2 x 2,5
8.21.	Добровольская	6,5	7,3	–	7,31	7,87	110/6	20,0 + 25,0
8.22.	Дружба	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10	6,3
8.23.	Дубенцовская	1,8	2,0	–	2,02	2,43	110/35/10	10,0
8.24.	Дубовская	2,9	3,3	–	3,26	3,49	110/35/10	2 x 10,0
8.25.	Жуковская	1,0	1,1	–	1,12	1,26	110/10	6,3
8.26.	Заветинская	4,7	5,3	–	5,29	6,08	110/35/10	2 x 6,3
8.27.	Зимовники	6,0	6,7	–	6,75	7,17	220/110/10	2 x 63,0
8.28.	Зимовники тяговая	9,0	10,1	–	10,12	11,58	110/27,5/10	2 x 25,0
8.29.	Искра	0,4	0,4	–	0,45	0,50	110/10	2,5
8.30.	КГУ	3,7	4,2	–	4,16	4,53	110/35/10	2 x 10,0
8.31.	Комаровская	2,9	3,3	–	3,26	3,49	110/35/10	2 x 6,3
8.32.	Конзаводская	0,4	0,4	–	0,45	0,50	110/10	2,5
8.33.	Константиновская	4,1	4,6	–	4,61	5,22	110/35/10	2 x 10,0
8.34.	Малая Лучка	0,2	0,2	–	0,22	0,25	110/10	2,5
8.35.	Мартыновская	3,4	3,8	–	3,82	4,33	110/35/10	2 x 10,0
8.36.	Наримановская	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10	6,3
8.37.	Несмеяновская	0,8	0,9	–	0,90	0,95	110/10	2,5
8.38.	НС1	0,4	0,4	–	0,45	0,50	110/6	10,0
8.39.	НС2	0,9	1,0	–	1,01	1,16	110/6	6,3
8.40.	НС3 (Зимовники)	2,0	2,2	–	2,25	2,57	110/35/6	10,0
8.41.	НС6	0,1	0,1	–	0,11	0,16	110/6	6,3
8.42.	НС9	4,0	4,5	–	4,50	5,56	110/35/6	2 x 16,0
8.43.	Обливная	2,0	2,2	–	2,25	2,47	110/35/6	20,0
8.44.	Овцевод	1,3	1,5	–	1,46	1,66	110/35/10	10,0
8.45.	Октябрьская	0,1	0,1	–	0,11	0,16	110/35/10/6	2 x 6,3
8.46.	Промбаза 1	9,4	10,6	–	10,57	12,85	110/10	2 x 16,0
8.47.	Промбаза 2	–	–	–	–	–	110/10-10	25,0
8.48.	Приволенская	0,3	0,3	–	0,34	0,41	110/10	3,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8.49.	Придорожная	–	–	–	–	–	110/6	2,5
8.50.	Приморская	5,2	5,8	1,03	6,10	7,15	110/6-10	2 x 40,0
8.51.	Ремонтная тяговая	–	–	17,80	4,36	17,25	110/27,5/10	2 x 40,0
8.52.	Ремонтненская	4,0	4,5	1,00	4,74	6,10	110/35/10	6,3 + 10,0
8.53.	С. Портал	1,2	1,3	–	1,35	1,46	110/6	6,3
8.54.	Стройбаза1	8,0	9,0	–	9,00	9,49	110/10	2 x 16,0
8.55.	Стычная	1,2	1,3	–	1,35	1,69	110/35/10	10,0
8.56.	Харсеевская	0,1	0,1	–	0,11	0,16	110/6	6,3
8.57.	Харьковская	0,7	0,8	–	0,79	0,97	110/35/10	10,0
8.58.	Хуторская	2,3	2,6	–	2,59	3,03	110/35/10	2 x 6,3
8.59.	Центральная (демонтаж в 2019 году)	9,9	11,1	–	11,13 (Перенос нагрузки на ПС 110 кВ Шлюзовая)	14,17	110/35/6	10,0 + 7,5
8.60.	Цимлянская	8,4	9,4	–	9,45	10,61	110/35/10	16,0 + 10,0
8.61.	Черкасы	2,6	2,9	–	2,92	3,32	110/35/10	10,0
8.62.	Шебалинская	1,2	1,3	–	1,35	1,39	110/35/10	6,3
8.63.	ЮЗР (Юго-Западная)	6,8	7,6	–	7,65	8,27	110/6-10	2 x 25,0
9.	Новые подстанции							
9.1.	Шлюзовая	–	–	–	11,13	14,17	110/35/6	–
10.	Северные электрические сети							
10.1.	Ал. Лозовская	3,1	3,5	–	3,49	3,92	110/35/10	2 x 6,3
10.2.	В. Свечниковская	2,1	2,4	–	2,36	2,67	110/35/10	10,0
10.3.	Вешенская1	6,0	6,7	–	6,75	7,15	110/35/10	2 x 10,0
10.4.	Вешенская-2 (220)	0,6	0,7	–	0,67	0,68	220/110/10	16,0
10.5.	ГОК	14,8	16,6	2,50	17,26	20,38	110/35/10	2 x 40,0
10.6.	Дегтевская	1,0	1,1	–	1,12	1,26	110/10	6,3
10.7.	Индустрия	1,5	1,7	–	1,69	2,03	110/35/10	10,0
10.8.	Казанская	3,9	4,4	–	4,39	4,83	110/35/10	10,0
10.9.	Калининская (НПС)	4,1	4,6	–	4,61	5,04	110/35/10	2 x 16,0
10.10.	Каргинская	3,0	3,4	–	3,37	3,72	110/35/10	10,0
10.11.	Кашарская	2,6	2,9	–	2,92	3,09	110/35/10	10,0 + 16,0
10.12.	Колодезянская	0,9	1,0	–	1,01	1,16	110/35/10	2 x 6,3
10.13.	Макеевская	0,8	0,9	–	0,90	0,96	110/10	6,3
10.14.	Маяк	0,9	1,0	1,45	1,37	2,56	110/35/10	6,3
10.15.	Миллеровская	2,2	2,5	–	2,47	2,72	110/35/10	10,0
10.16.	Новоселовская	1,1	1,2	–	1,24	1,28	110/10	2,5
10.17.	НСЗ	0,5	0,6	–	0,56	0,66	110/35/10	16,0
10.18.	Промзона	11,8	13,3	7,27	15,05	21,46	220/110/10	2 x 25,0
10.19.	Сохрановская (ГКС)	3,9	4,4	–	4,39	5,04	110/35/10	2 x 6,3
10.20.	Ст. Станица	7,0	7,9	–	7,87	8,52	110/27,5/10	20,0 + 15,0
10.21.	Сулин	3,8	4,3	–	4,27	4,64	110/35/10	10,0
10.22.	Суходольная (НПС)	7,9	8,9	–	8,88	9,50	110/10-10	2 x 25,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.23.	Сысоево	10,0	11,2	–	11,25	12,11	220/110/27,5/ 10	2 x 20,0
10.24.	Тиховская	1,1	1,2	–	1,24	1,36	110/35/10	2 x 10,0
10.25.	Туриловская	0,9	1,0	–	1,01	1,07	110/10	3,2
10.26.	Чертковская	5,9	6,6	4,57	7,75	11,59	110/35/10	2 x 10,0
11.	Северо-восточные электрические сети							
11.1	Б1 (Богурьевская)	0,1	0,1	–	0,11	0,25	110/6	16,0 + 25,0
11.2.	Б-10	16,0	18,0	–	17,99	18,85	220/110/10	2 x 125,0
11.3.	Б11	15,6	17,5	–	17,54	17,89	110/35/10	2 x 25,0
11.4.	Б12 (Углеродская)	5,6	6,3	–	11,13	12,14	110/35/6	25,0
11.5.	Б2 (Горняцкая)	1,4	1,6	–	1,57	1,93	110/35/6	16,0
11.6.	Б3	25,0	28,1	2,00	28,60	31,89	110/35/10	40,0 + 31,5 + 40,5
11.7.	Б4	5,3	8,5	–	8,50	9,93	110/35/10	10,0 + 16,0
11.8.	Б5	8,2	13,8	–	13,80	15,74	110/35/6	16,0 + 25,0
11.9.	Б8 (демонтаж в 2019 году)	4,3	4,8	–	4,84 (перенос нагрузки на ПС 110 кВ Б12)	5,43	110/35/6	15,0 + 20,0
11.10.	Богатовская ПТФ	0,9	1,0	–	1,01	1,22	110/10	10,0
11.11.	Волченская ПТФ	1,2	1,3	–	1,35	1,42	110/10	2 x 2,5
11.12.	Г. Калитвенская	0,9	1,0	–	1,01	1,09	110/10	2 x 6,3
11.13.	ГПП2	6,0	6,7	–	6,75	7,31	110/10	2 x 10,0
11.14.	Гундоровская	12,4	13,9	–	13,94	15,39	110/35/6	2 x 40,0
11.15.	Донецкая	0,1	0,1	–	0,11	0,16	220/110/10	125,0
11.16.	ДЭЗ	3,0	3,4	–	3,37	3,72	110/6-10	2 x 40,5
11.17.	ЗИВ	3,7	4,2	–	4,16	4,63	110/6	2 x 16,0
11.18.	К10 (Каменская)	14,0	15,7	–	15,74	16,54	110/35/6	2 x 25,0
11.19.	К4	14,4	16,2	–	16,19	17,86	110/35/6	20,0 + 25,0
11.20.	Каменская ТЭЦ	24,3	27,3	–	27,33	28,35	110/35/6	40+25+63+36
11.21.	Милютинская	3,5	3,9	–	3,94	4,53	110/35/10	2 x 10,0
11.22.	НПС3	1,6	1,8	–	1,80	1,81	110/10	2 x 25,0
11.23.	Обливская 1	2,8	3,1	–	3,15	4,00	110/35/10	6,3
11.24.	Обливская ПТФ	1,4	1,6	–	1,57	1,71	110/35/10	2 x 6,3
11.25.	Погорелово	5,8	6,5	–	6,52	6,60	220/110/35/27,5	2 x 31,5
11.26.	Промзона	4,8	5,4	–	5,40	5,94	110/10	2 x 16,0
11.27.	Садкинская	2,1	2,4	2,54	2,98	5,31	110/6-6	2 x 10,0
11.28.	Синегорская	2,8	3,1	–	3,15	3,32	110/6-6	2 x 10,0
11.29.	Советская 2	1,9	2,1	–	2,14	2,53	110/35/10	10,0
11.30.	Тарасовская	5,2	5,8	–	5,85	6,81	110/35/10	2 x 16,0
11.31.	Чеботовская	2,4	2,7	–	2,70	3,12	110/35/10	6,3
11.32.	Шахта «Быстрианская»	0,8	0,9	–	0,90	1,20	110/6-6	2 x 16,0
11.33.	Ясногорская	0,7	0,8	–	0,79	0,88	110/35/6	2 x 16,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.	Новые подстанции							
12.1.	Дон-Металл	–	–	25,00	20,00	24,23	110/10-10	–
12.2.	Цементзавод	–	–	42,00	10,00	40,71	220/10-10	–
13.	Юго-восточные электрические сети							
13.1.	АРЗ	6,0	6,7	–	6,75	7,35	110/35/10	10,0 + 16,0
13.2.	Волочаевская	1,5	1,7	–	1,69	1,93	110/35/10	10,0
13.3.	Ганчуковская	3,1	3,5	–	3,49	3,90	110/35/10	6,3
13.4.	Двойная тяговая	4,0	4,5	–	4,50	4,64	110/27,5/10	2 x 25,0
13.5.	КПО	3,5	3,9	–	3,94	4,09	110/10	10,0 + 16,0
13.6.	КС Сальская	0,3	0,3	–	0,34	0,36	110/10	6,3
13.7.	Куберле 2	2,7	3,0	–	3,04	3,14	110/35/10	10,0
13.8.	НПС (Екатериновская)	4,0	4,5	4,48	5,60	9,07	110/35/6	2 x 16,0
13.9.	НС1	3,7	4,2	–	4,16	4,37	110/35/6	2 x 10,0
13.10.	Орловская	9,6	10,8	–	10,80	11,25	110/35/10	2 x 16,0
13.11.	Песчанокопская	5,2	5,8	–	5,85	6,31	220/110/6-10	2 x 63,0
13.12.	Песчанокопская тяговая	4,6	5,2	–	5,17	6,03	110/27,5/10	2 x 40,0
13.13.	Пролетарская	9,7	10,9	–	10,91	13,07	110/35/10	2 x 16,0
13.14.	Развиленская	4,0	4,5	–	4,50	4,89	110/35/10	2 x 10,0
13.15.	Сальская	9,0	10,1	–	10,12	10,57	110/35/10	2 x 25,0
13.16.	Сальская тяговая	11,0	12,4	–	12,37	13,16	110/27,5/10	2 x 40,0
13.17.	Сандатовская	5,8	6,5	–	6,52	6,98	110/35/10	2 x 10,0
13.18.	Трубецкая	7,3	8,2	–	8,21	8,61	110/35/10	2 x 25,0
13.19.	Уютная	–	–	–	–	–	110/10	2,5
13.20.	Целинская	8,2	9,2	1,03	9,47	10,64	110/35/10	2 x 25,0
13.21.	Черкесская	0,2	0,2	–	0,22	0,25	110/10	6,3

СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2016 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая.
 Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово. Перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово
 по длительно допустимому току для провода АС-150 (518 А при температуре воздуха 10°С).

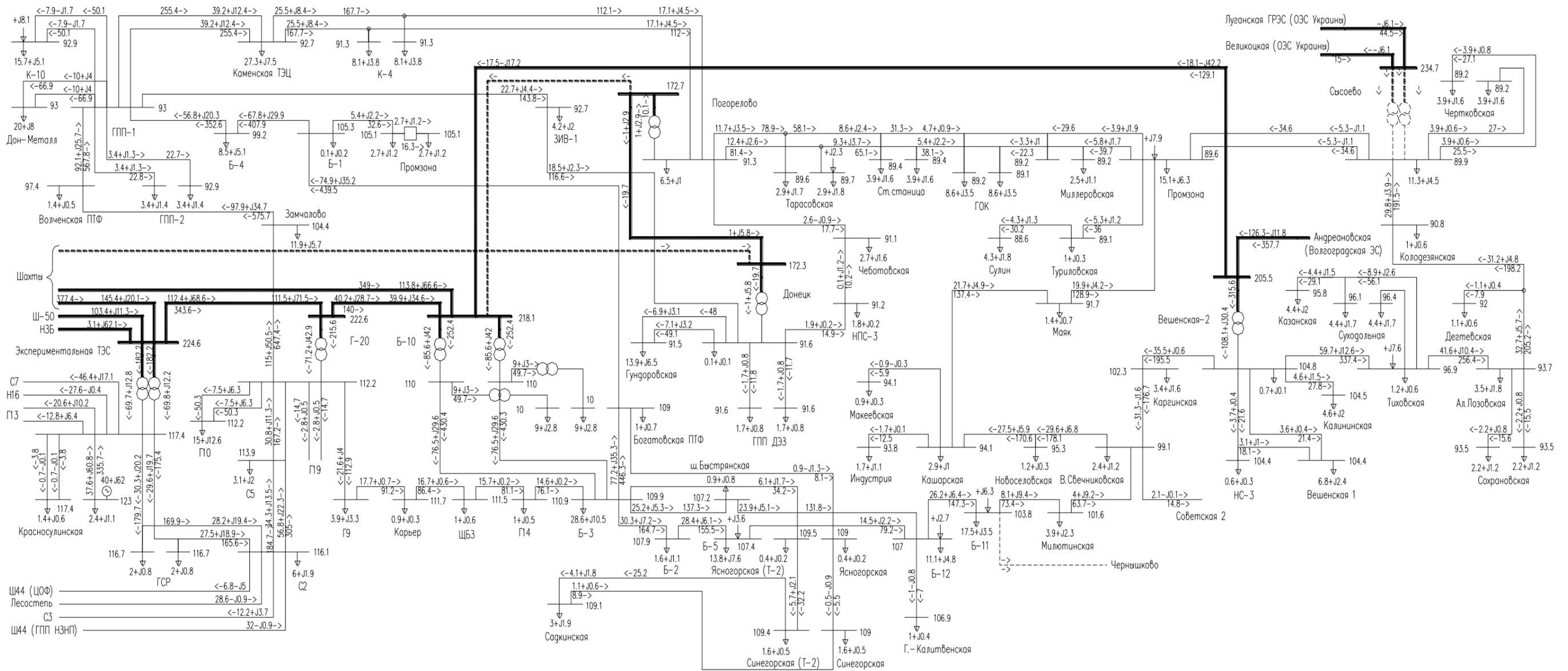
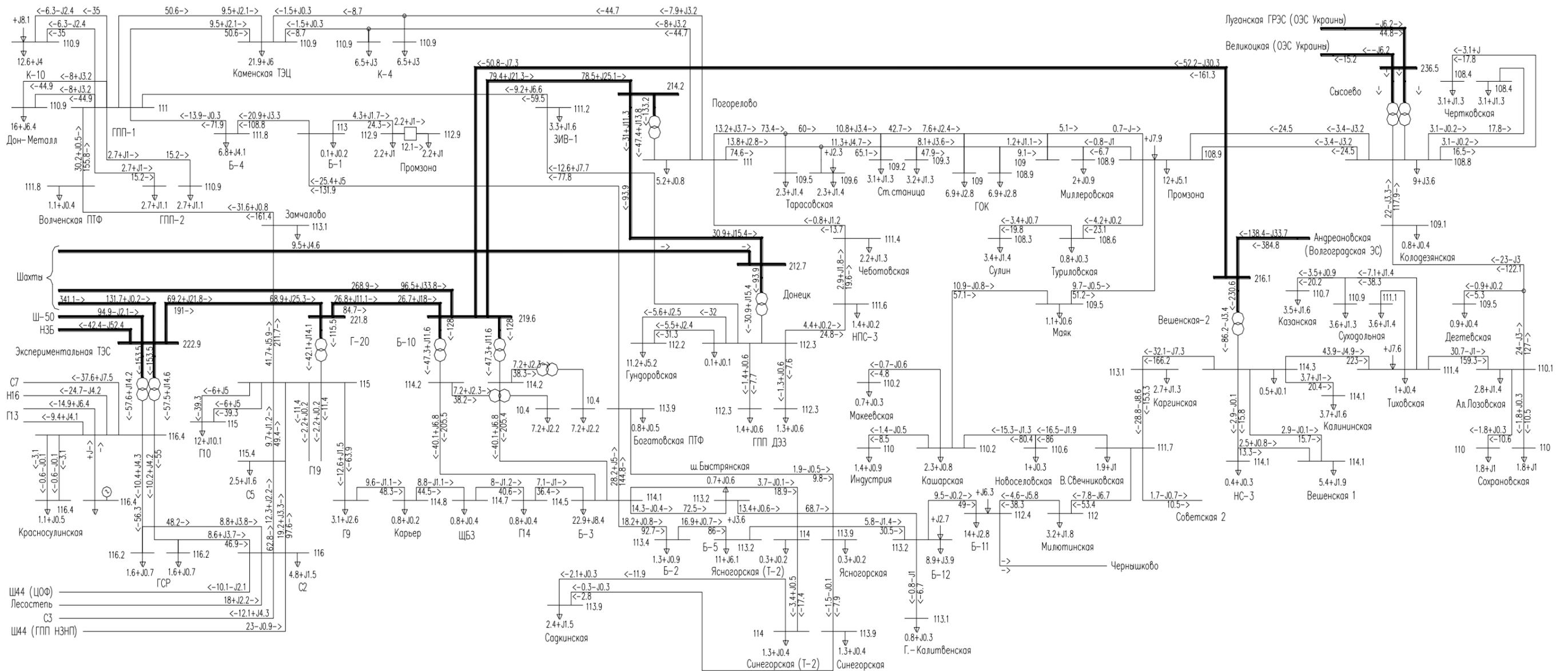


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая. Нормальная схема.



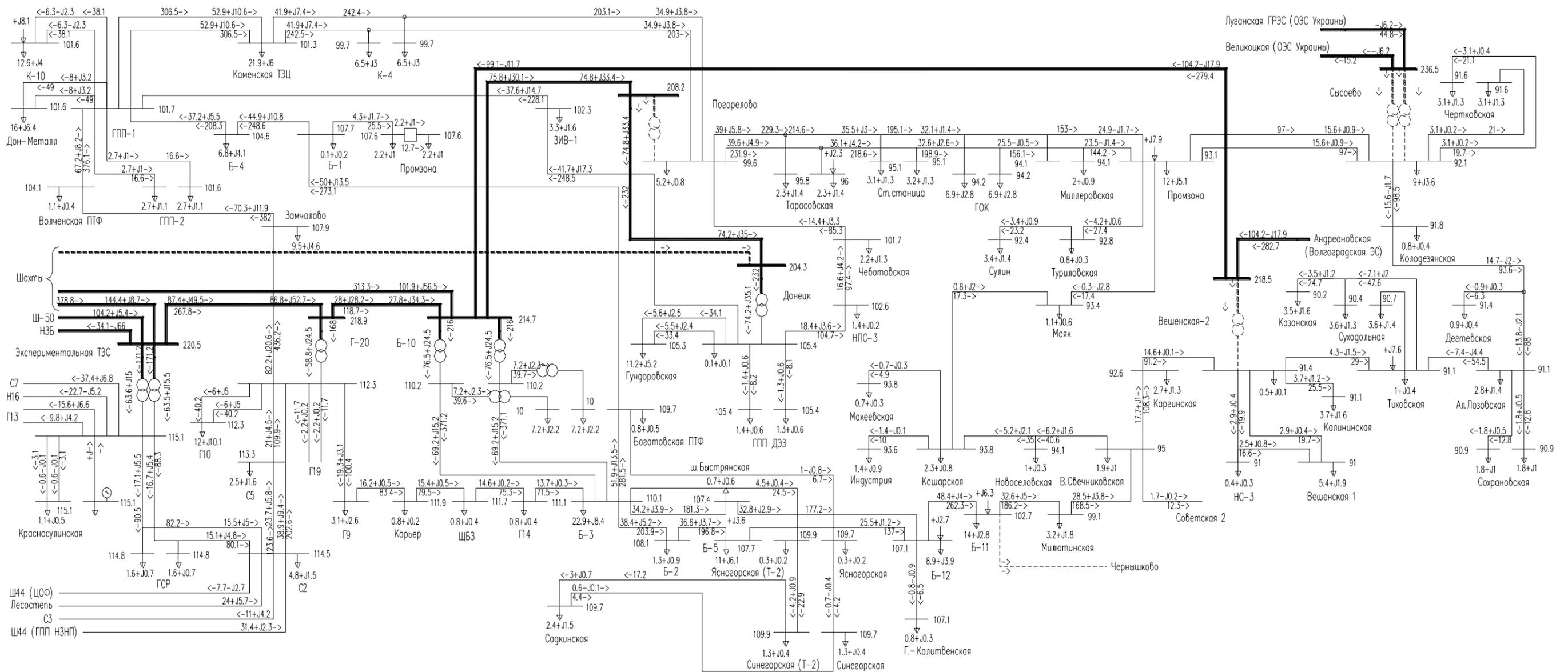
СХЕМА

потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.

Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая. Послеаварийный режим.

Отключен АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Вешенская-2 в схеме ремонта АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово.

Перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово по току составляет 10,2 % (I дл. доп. для провода АС-150 при t окр. возд. +35 °С = 396 А)



СХЕМА

потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.

Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая. Послеаварийный режим.

Отключен АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Вешенская-2 в схеме ремонта АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово.

Установка БСК, общей мощностью 10 МВАр на ПС 110 кВ Вешенская-1 и Алексеево-Лозовская.

Перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово по току составляет 6,8 % (I дл. доп. для провода АС-150 при t окр. возд. +35 °С = 396 А)

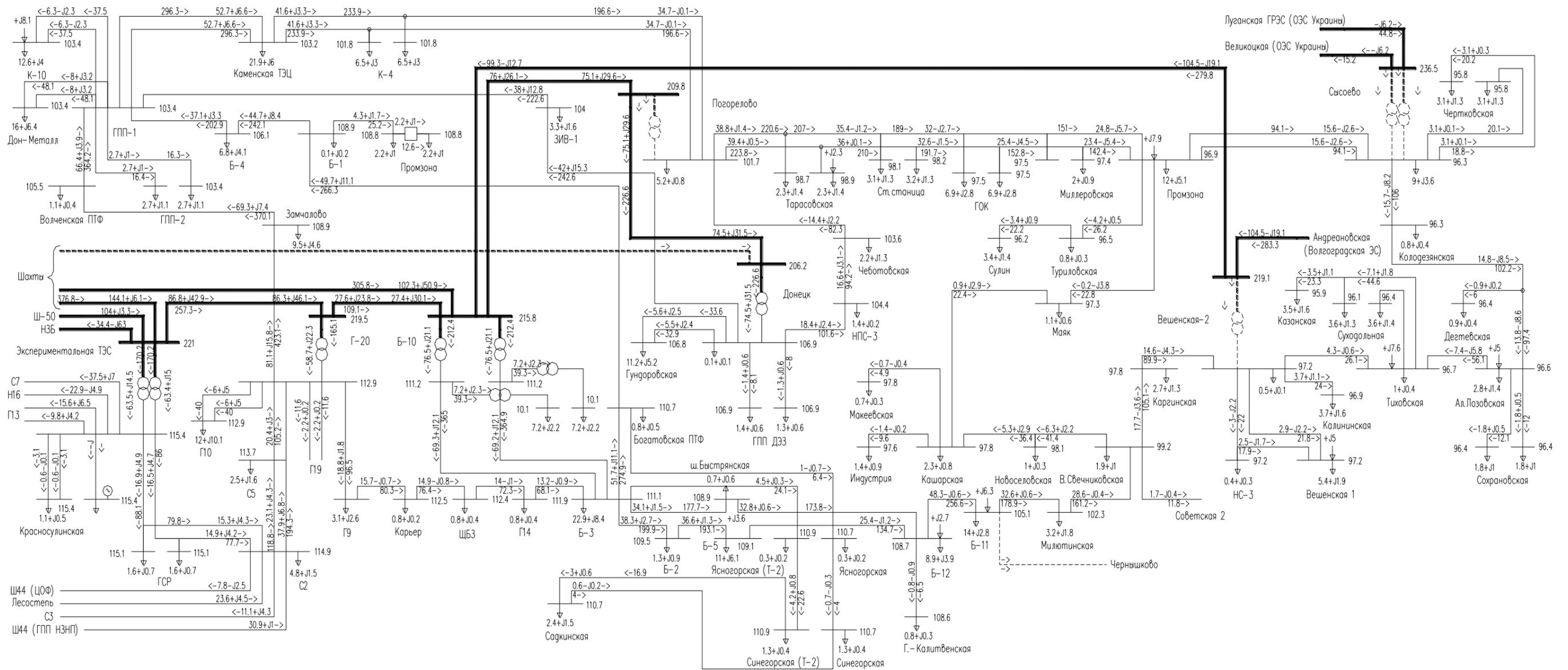
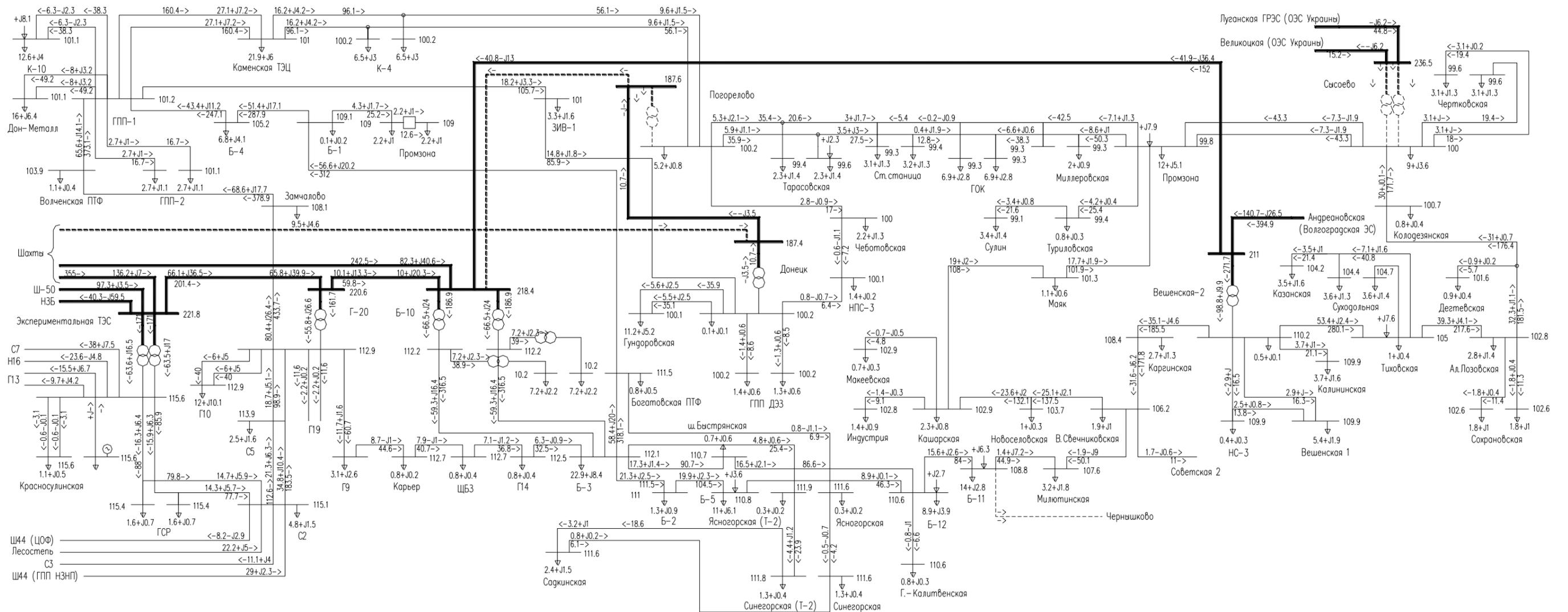


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая. Послеаварийный режим.
 Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово и АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово.
 Перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово по току составляет 9,5 % (I дл. доп. для провода АС-150 при t окр. возд. +35 °С = 396 А)



СХЕМА

потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.

Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая. Послеаварийный режим.

Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово. Перегрузка ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово по току составляет 9,5 % (I дл. доп. для провода АС-150 при t окр. возд. +35 °С = 396 А)

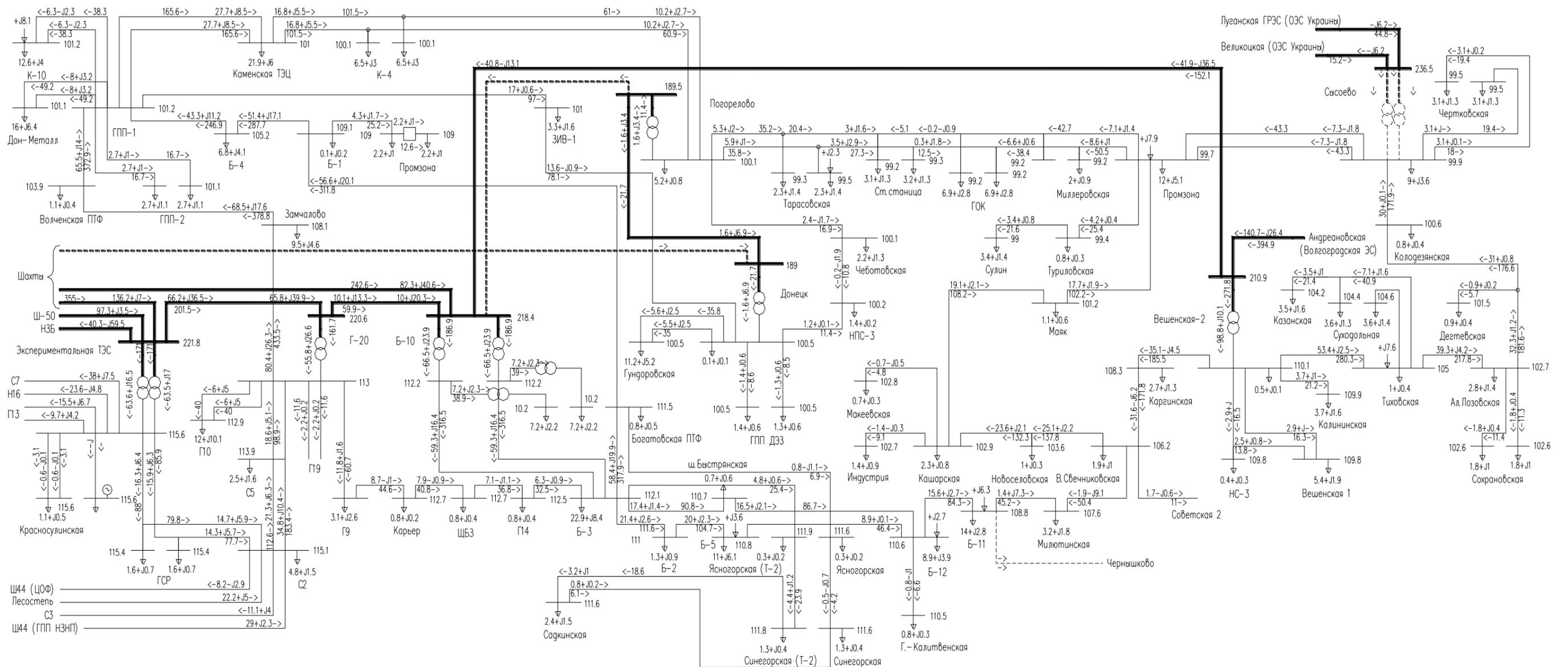


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2016 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины при вводе ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая

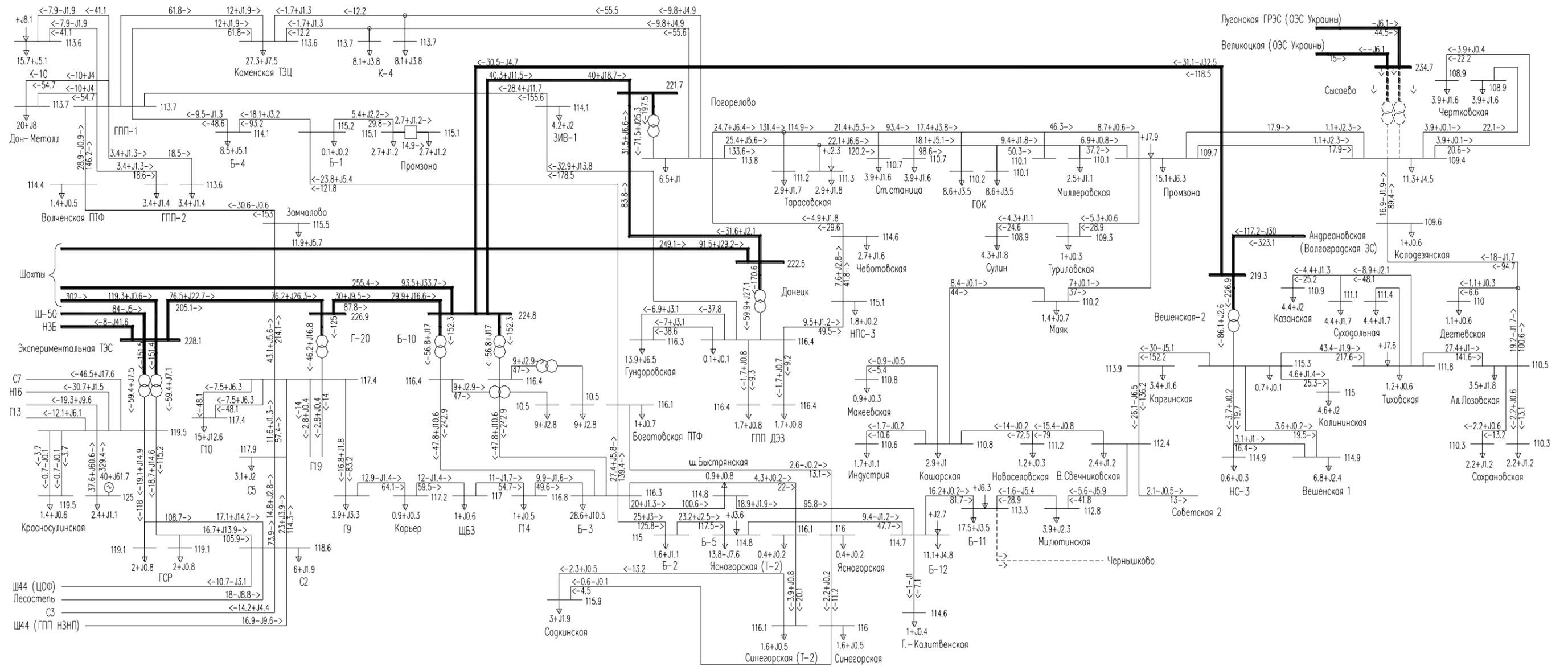


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины при вводе ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая. Послеаварийный режим.
 Отключен АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Вешенская-2 в схеме ремонта АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово

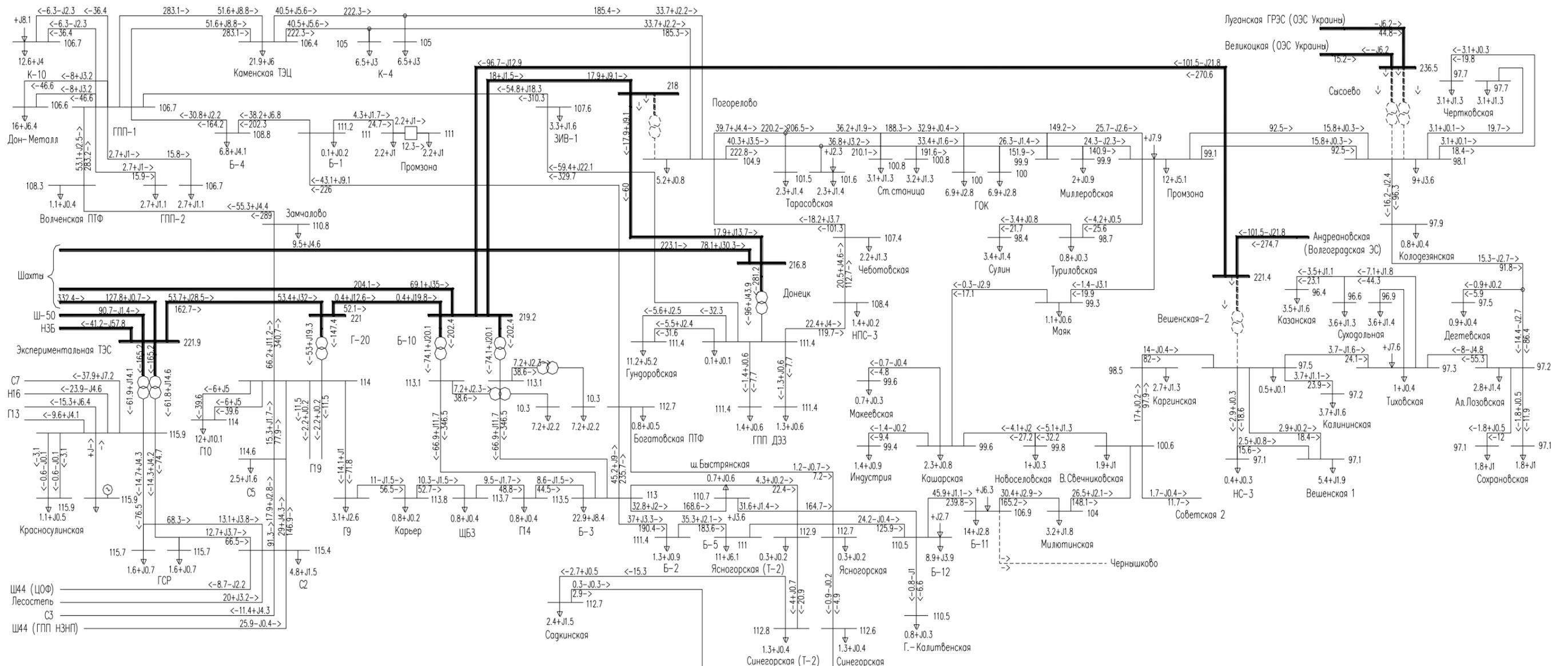
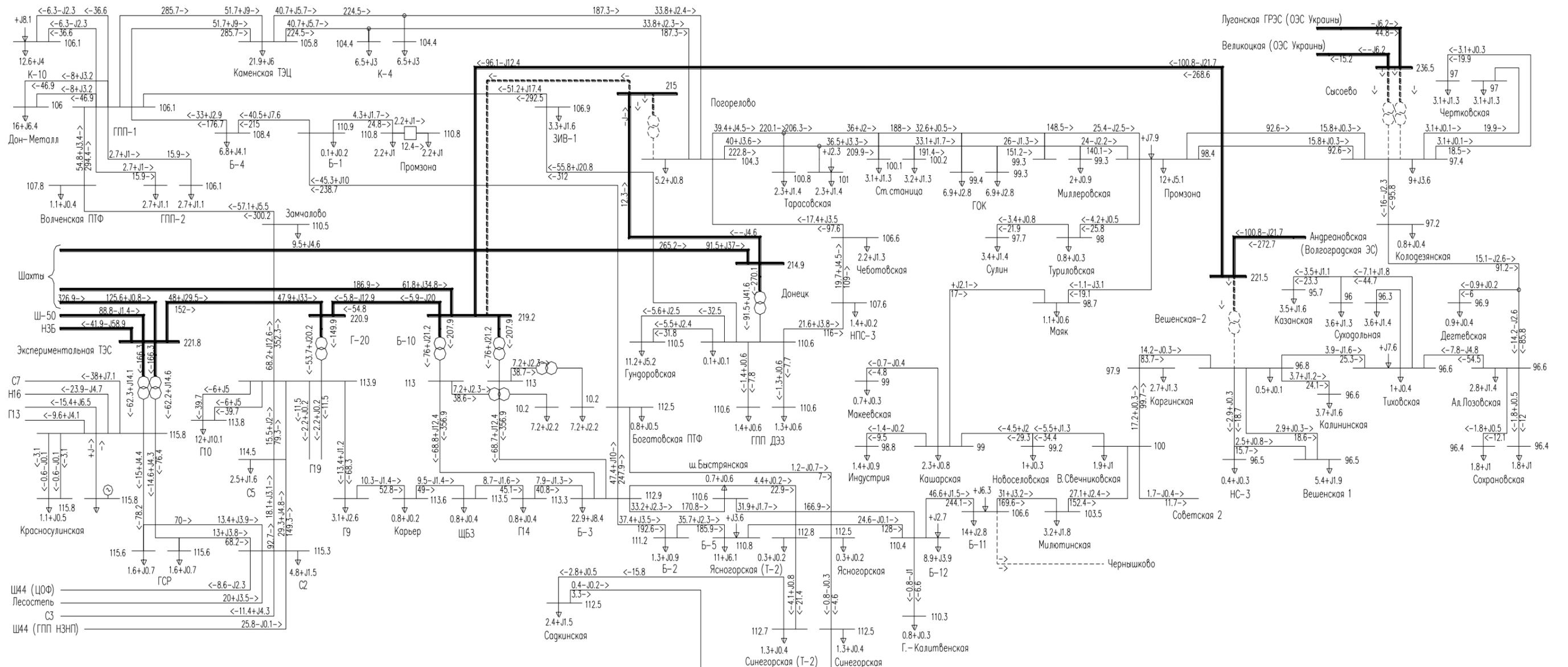


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины при вводе ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая.
 Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово и АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Погорелово



СХЕМА

потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2016 года.

Раздельная работа с энергосистемой Украины без строительства ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая.

Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Шахты-Б-10 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20.

Перегрузка ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С-2 I, II цепь по току составляет 26 % (I дл. доп. для ошиновки М-70 при t окр. возд. +35 °С = 297 А)

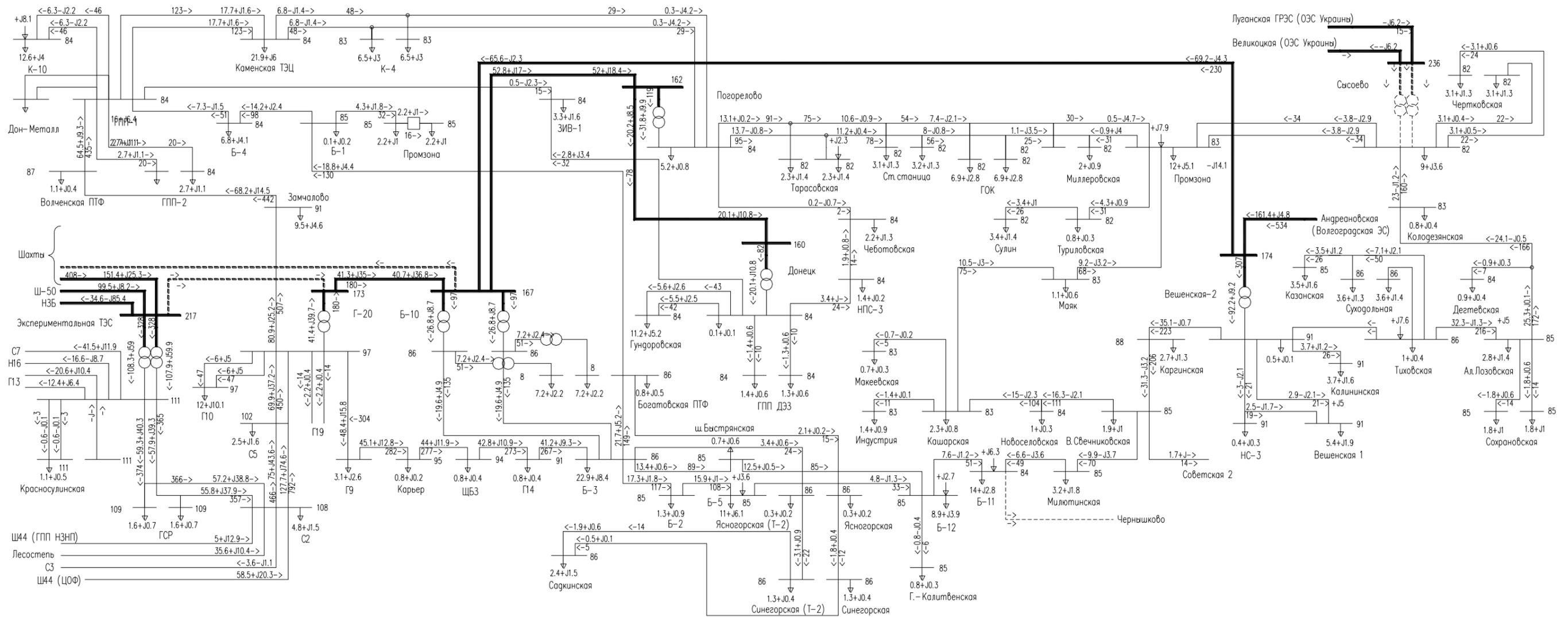


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2019 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины. Присоединение ПС 220 кВ Генеральская к сети 110 кВ. Вариант 2. Присоединение к ВЛ 110 кВ P5 – P24

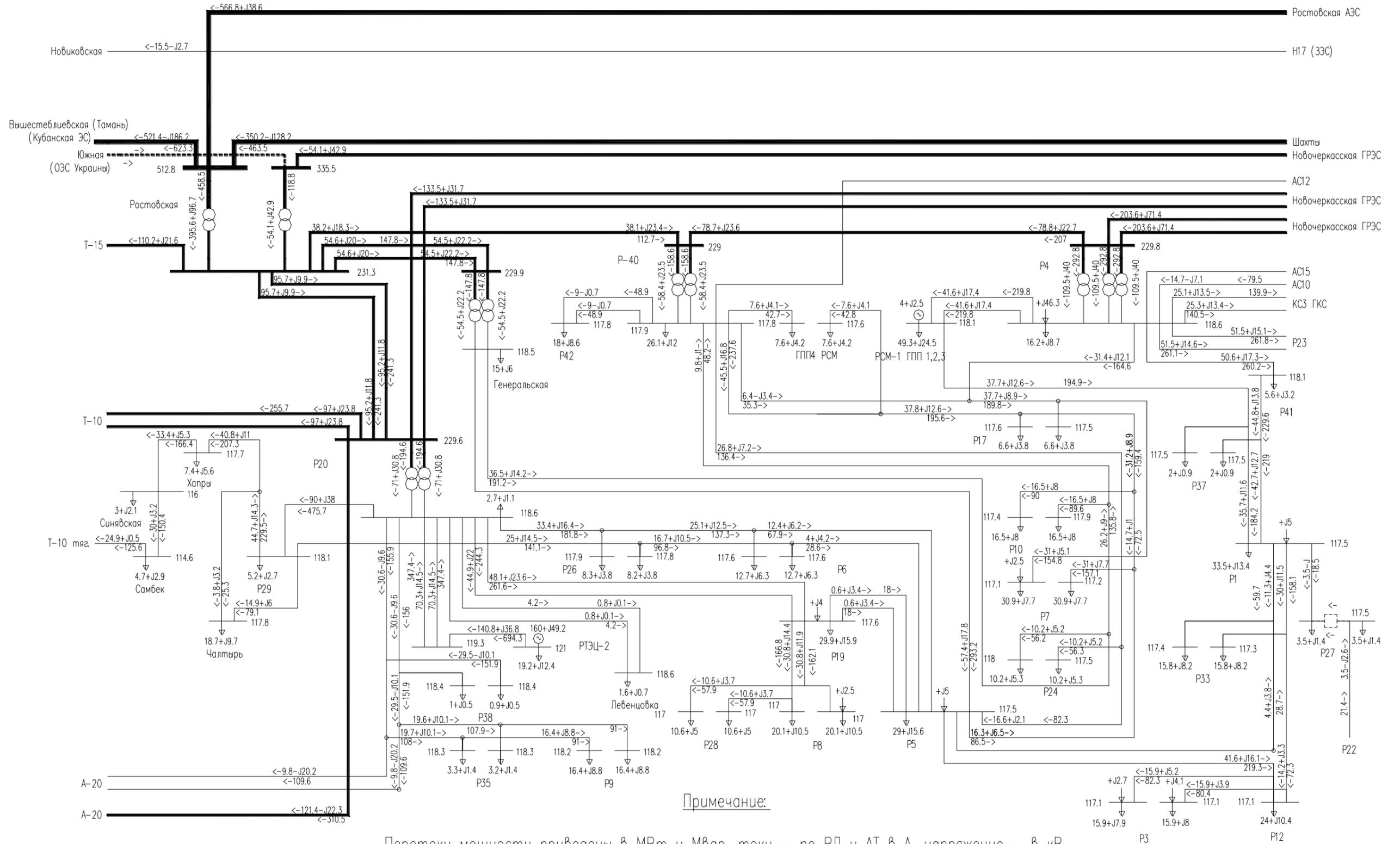
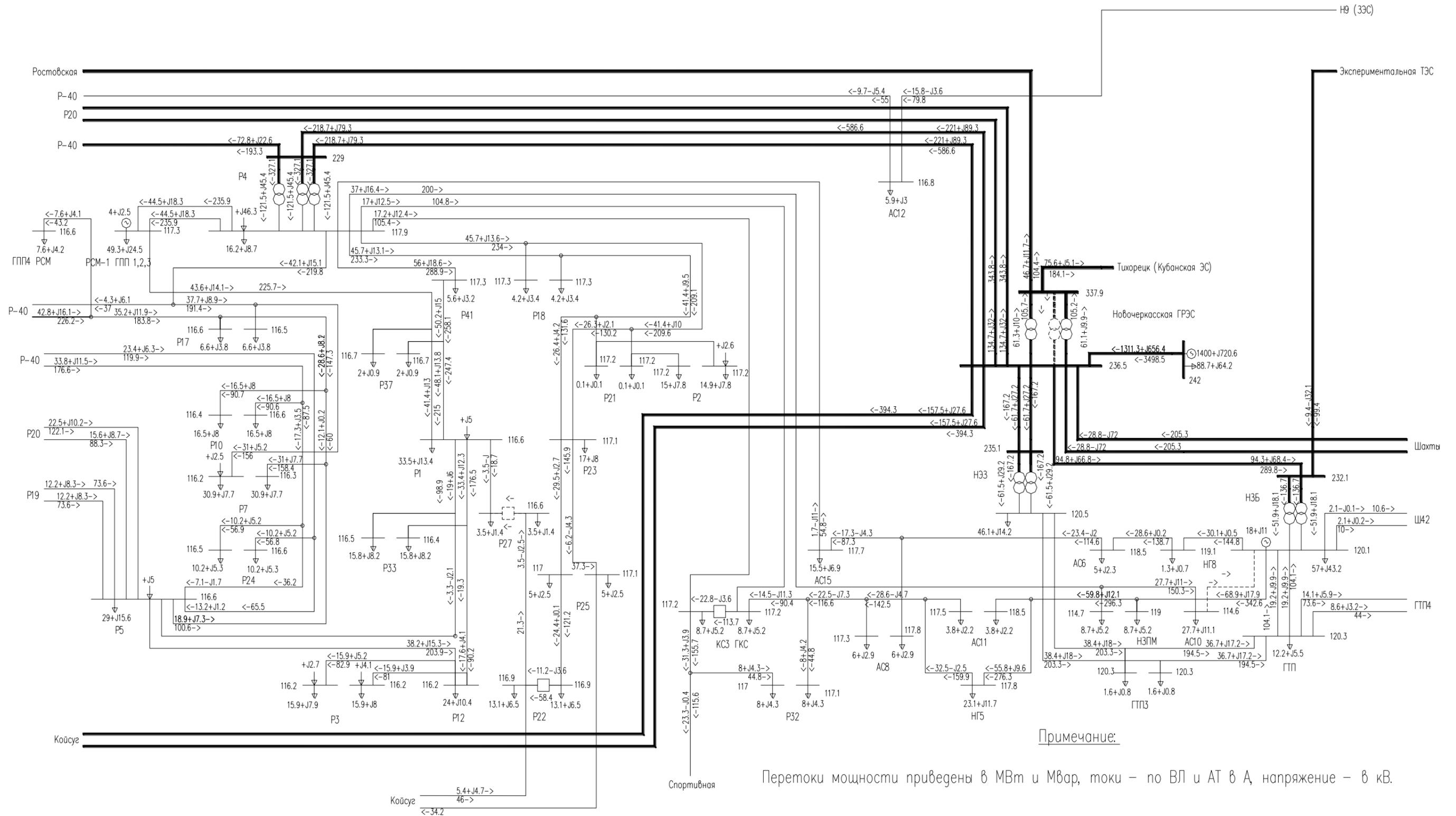


СХЕМА
 потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2019 года.
 Раздельная работа с энергосистемой Украины. Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10



Примечание.

Список используемых сокращений:

I – электрический ток;

A – ампер;

AЖ – провод с алюминиевой токопроводящей жилой, скрученной из проволок термообработанного алюминиевого сплава;

АКДП – Азовский комбинат детского питания;

Ал. Лозовская – Алексеево-Лозовская

АОПО – автоматическое отключение перегружаемого оборудования;

АОСБ – кабель алюминиевый со свинцовой оболочкой каждой жилы и броней из двух стальных лент;

АПВПу – провод с алюминиевой жилой с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена;

АПВПу2г – провод с алюминиевой жилой с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена с двойной герметизацией;

АПВПуг1 – провод алюминиевой жилой с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена с герметизацией;

АРЗ – авиационный ремонтный завод;

АС – провод из алюминия и стали;

АСК – провод с алюминиевый с токопроводящей жилой со стальным сердечником, заполненным нейтральной смазкой повышенной нагревостойкости;

АСО – провод из алюминия и стали облегченного типа;

АСУ – провод алюминиевый с усиленным стальным сердечником;

АТ – автотрансформатор;

АЭС – атомная электростанция;

Б. Ремонтное – Большое Ремонтное;

бл. – блок;

БСК – батарея статических конденсаторов;

ВВ – вакуумный выключатель;

вв. – ввод;

ВДТЭЦ – волгодонская теплоэлектростанция;

вдхр. – водохранилище;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВЛ – воздушная линия;

ВНИИПТИМЭСХ – Всероссийский Ордена Трудового Красного знамени научно-исследовательский и проектно-технологический институт механизации и электрификации сельского хозяйства;

ВОЭЗ – Волгодонский опытно-экспериментальный завод;

ВРП – валовый региональный продукт;

ВТИ – Всероссийский теплотехнический институт;

ВФ ОАО «НИАПЭП» – Волгодонской филиал открытого акционерного общества Нижегородская инжиниринговая компания «Атомэнергопроект»;

ВЭС – Восточные электрические сети;

га – гектар;

габ. – габарит;
ГАО – график аварийных отключений;
ГВО – график временных отключений;
ГК – группа компаний;
ГК «Юг Руси» – Группа компаний «Юг Руси»;
ГКС – газовая компрессорная станция;
ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;
ГОК – горно-обогатительный комбинат;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ГРЭС – государственная районная электростанция;
ГСР – «Гардиан стекло Ростов»;
ГТУ – газо-турбинная установка;
ГТЭС – газотурбинная электростанция;
ГЭС – гидроэлектростанция;
дем. – демонтаж;
ДСП – дуговая сталеплавильная печь;
ДЭЗ – Донецкий экскаваторный завод;
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;
ЕЭС – Единая энергетическая система;
ЖК – жилой комплекс;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЗЭС – Западные электрические сети;
ИП Корманукян С.Х. – индивидуальный предприниматель Корманукян Павел Хугасович;
кА – килоампер;
кВ – киловольт;
кв. км – квадратный километр;
кв. м – квадратный метр;
кв. мм – квадратный миллиметр;
КВЛ – кабельно-воздушная линия;
кВт – киловатт;
кВт.ч. – киловатт-час;
КЛ – кабельная линия;
км – километр
КМК – открытое акционерное общество «КМК»;
Коборуд – индекс изменения сметной стоимости оборудования;
КПО – завод кузнечно-прессового оборудования;
Кпроект – индекс изменения сметной стоимости проектных работ.
Кпроч – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
Ксмп – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КТПБ – комплектная трансформаторная подстанция блочная;

КУ – компенсирующее устройство;
КЭС – конденсационная электростанция;
ЛТДН – линейный регулировочный трансформатор;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВ – масляный выключатель;
МВА – мегавольтампер;
МВАр – мегавольт-ампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МГ – провод медный гибкий;
МДП – максимально допустимые перетоки мощности;
Миллеровское СПО – Миллеровское сельское потребительское общество;
Минпромторг России – Министерство промышленности и торговли Российской Федерации;
МКП – муниципальное казенное предприятие;
млн. – миллион;
млрд. – миллиард;
МРСК Юга – межрегиональная распределительная сетевая компания Юга;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МЭС Юга – магистральные электрические сети Юга;
НГРЭС – Новочеркасская государственная районная электростанция;
НДС – налог на добавленную стоимость;
НЗБ – Новочеркасский завод им. Буденного;
НЗНП – Новошахтинский завод нефтепродуктов;
НЗПМ – Новочеркасский завод постоянных магнитов;
НЗСП – Новочеркасский завод синтетических продуктов;
НН – низкое напряжение;
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ – Новочеркасская газотурбинная теплоэлектроцентраль;
НПО – научное производственное объединение;
НПО «Горизонт» – научно-производственное объединение «Горизонт»;
НПП КП «Квант» – научно-производственное предприятие космического приборостроения «Квант»;
НПС – насосная перекачивающая станция;
НС – насосная станция;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОГК-2 – вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
ОДКЗ – отделитель и короткозамыкатель;
ОДУ Юга – объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга;
ОКВЭД – Общероссийский классификатор видов экономической деятельности;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПвПу2г – провод с усиленной изоляцией из сшитого полиэтилена с двойной герметизацией;

ПГУ – парогазовая установка;
 ПИР – проектно-изыскательские работы;
 ПКФ «Атлантис-ПАК» – производственно-коммерческая фирма «Атлантис-ПАК»;
 ПО – производственное отделение;
 ПО «Водоканал» – производственное объединение «Водоканал»;
 ПС – подстанция;
 ПТП – понижающая трансформаторная подстанция;
 ПТФ – птицефабрика;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 рек. – реконструкция;
 РЖД – Российские железные дороги;
 РО – Ростовская область;
 Ростовское РДУ – Ростовское региональное диспетчерское управление;
 РП – распределительный пункт;
 РСМ – завод «Ростсельмаш»;
 РТСН – резервный трансформатор собственных нужд;
 РТЭЦ-2 – Ростовская теплоэлектроцентраль № 2;
 РУ – распределительное устройство;
 РЭМЗ – Ростовский электрометаллургический завод;
 с.н. – собственные нужды;
 СВЭС – Северо-Восточные электрические сети;
 СМВ – секционный масляный выключатель;
 СМР – строительно-монтажные работы;
 стк – сталелитейный комплекс;
 СЭС – Северные электрические сети;
 Т – трансформатор;
 ТагАвтоПром – Таганрогское автомобильное производство;
 ТАНТК им. Г.М. Бериева – Таганрогский авиационный научно-технический комплекс имени Георгия Михайловича Бериева;
 ТК «Ростовский» – тепличный комбинат «Ростовский»;
 ТКЗ «Красный Котельщик» – Таганрогский котлостроительный завод «Красный Котельщик»;
 ТП – трансформаторная подстанция;
 ТПП – трансформатор питания герметизированный;
 ТРК «Мегацентр Горизонт» – торгово-развлекательный комплекс «Мегацентр Горизонт»;
 ТРЦ – торгово-развлекательный центр;
 ТСН – трансформатор собственных нужд;
 тыс. – тысяча;
 ТЭС – тепловая электрическая станция;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
 тяг. – тяговая;
 УК «Фабрика овощей» – управляющая компания «Фабрика овощей»;
 УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ФГБУ «Управление Ростовмелиоводхоз» – федеральное государственное бюджетное учреждение «Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного водоснабжения по Ростовской области»;

ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие;

ФЕР – Федеральные единичные расценки;

ФКП «Комбинат Каменский» – федеральное казенное предприятие «Комбинат Каменский»;

ФСК – федеральная сетевая компания;

ФСК ЕЭС – федеральная сетевая компания Единой энергетической системы;

ц. – цепь;

ЦВД – цилиндр высокого давления;

ЦГЭС – Цимлянская гидроэлектростанция;

ЦКС – циркулирующий кипящий слой;

ЦОФ – центральная обогатительная фабрика;

ЦОФ «Аютинская» – центральная обогатительная фабрика «Аютинская».

ЦЭС – Центральные электрические сети;

ЧМ – чемпионат мира;

Ш. Быстринская – шахта «Быстринская»;

ШГТЭС – Шахтинская газо-турбинная электростанция;

ШР – шунтирующий реактор;

ШСВ – шиносоединительный выключатель;

шт. – штук;

ЩБЗ – щебеночный завод;

Экспериментальная ТЭС – Экспериментальная тепловая электрическая станция;

ЭС – энергосистема;

ЮВЭС – Юго-Восточные электрические сети;

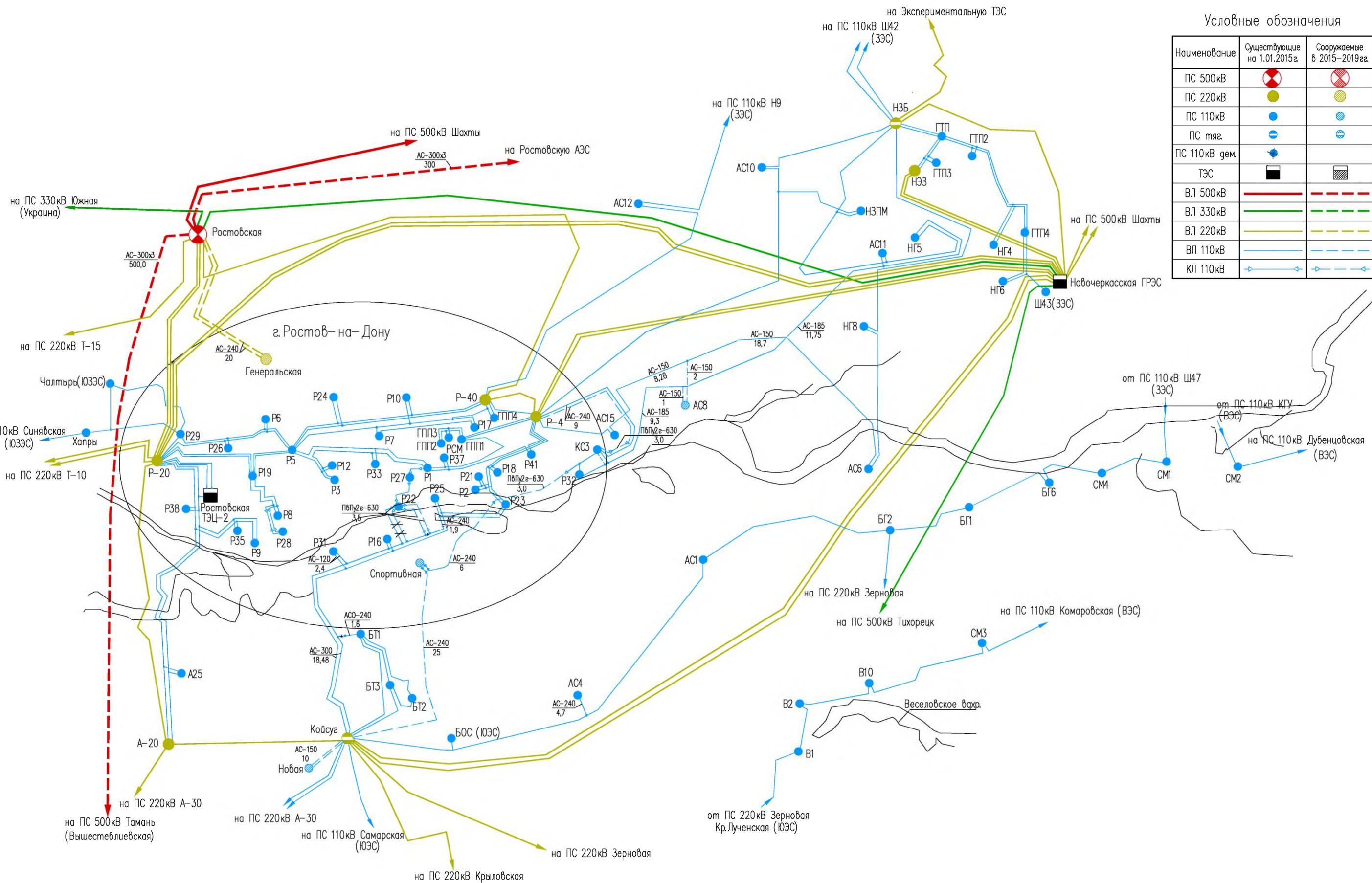
ЮЗЭС – Юго-Западные электрические сети;

ЮЭС – Южные электрические сети.

Начальник управления
документационного обеспечения
Правительства Ростовской области



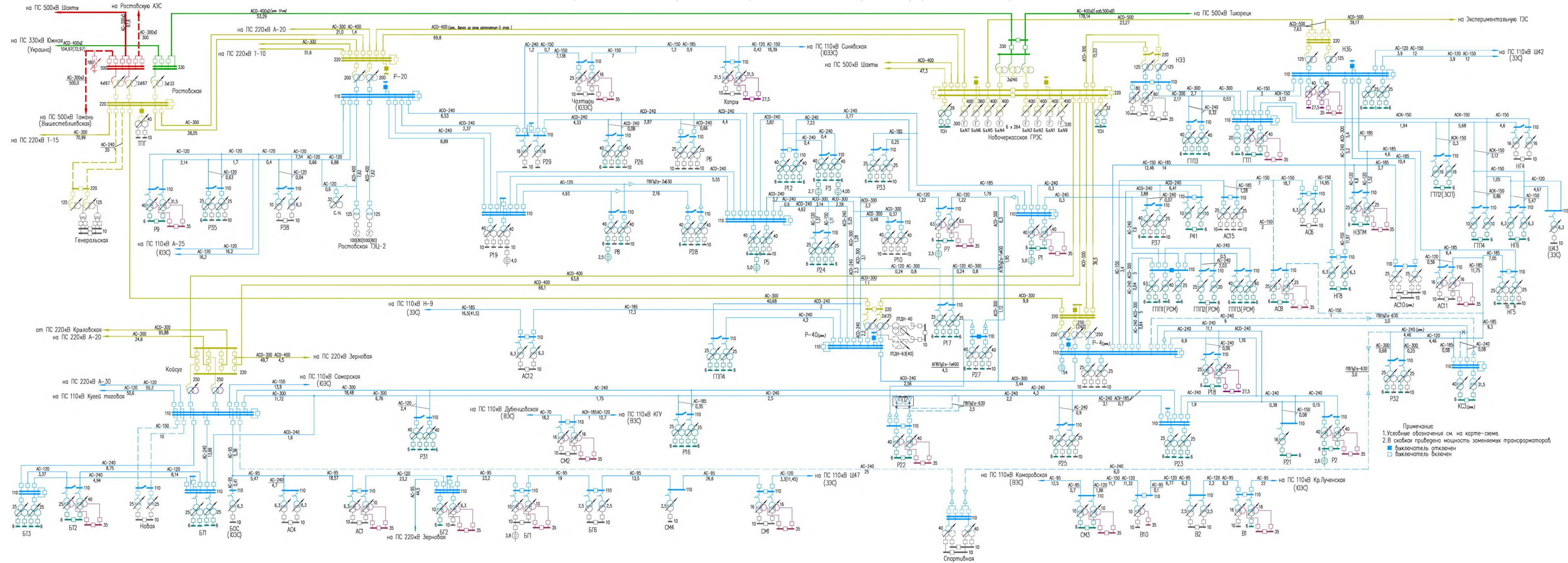
Т.А. Родионченко

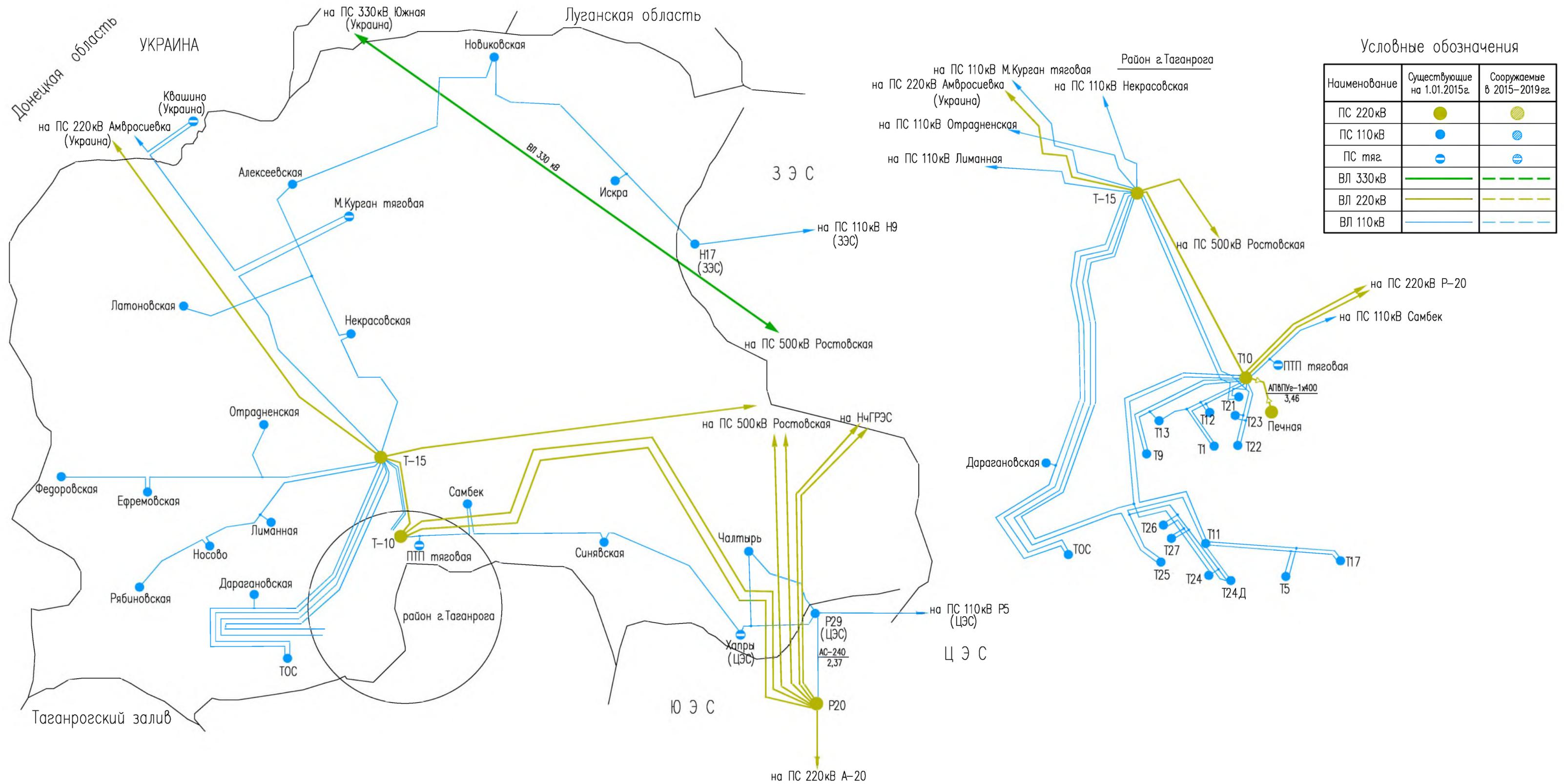


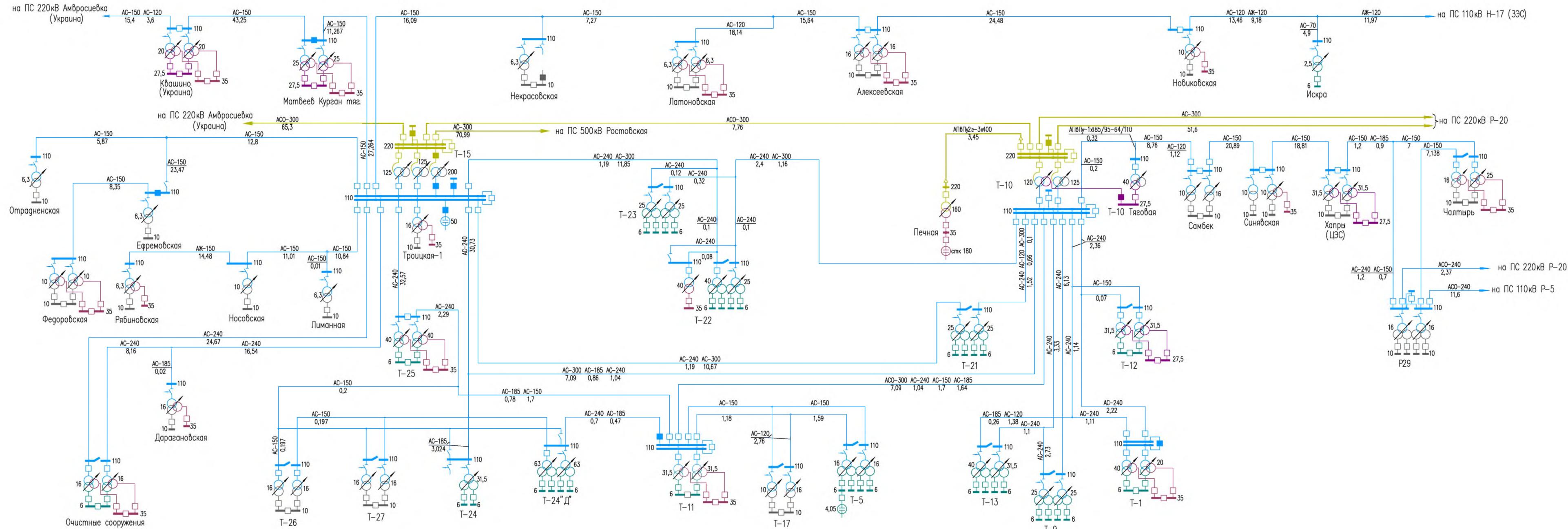
Условные обозначения

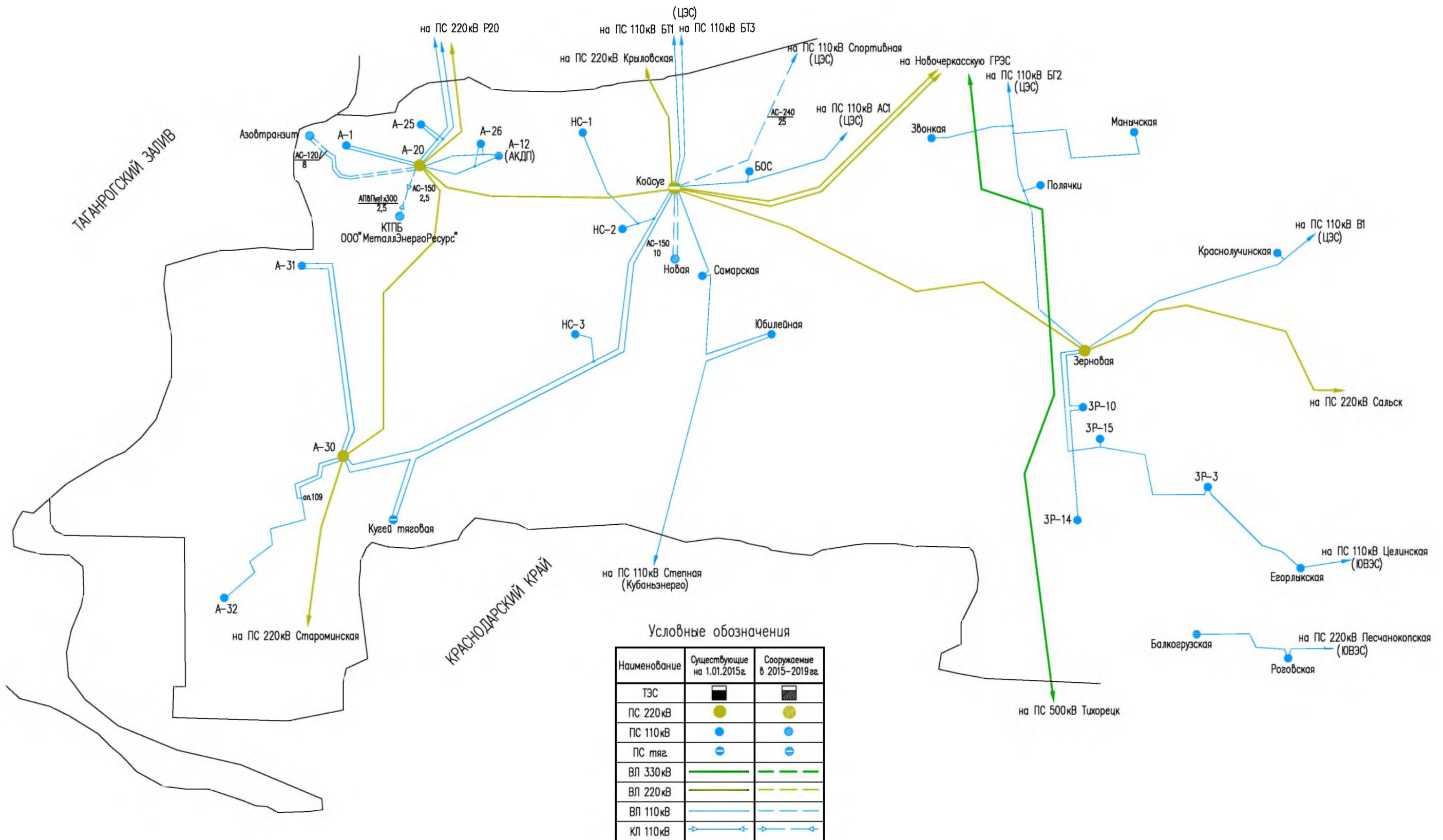
Наименование	Существующие на 1.01.2015г.	Сооружаемые в 2015–2019гг.
ПС 500кВ		
ПС 220кВ		
ПС 110кВ		
ПС мая		
ПС 110кВ дем.		
ТЭС		
ВЛ 500кВ		
ВЛ 330кВ		
ВЛ 220кВ		
ВЛ 110кВ		
КЛ 110кВ		

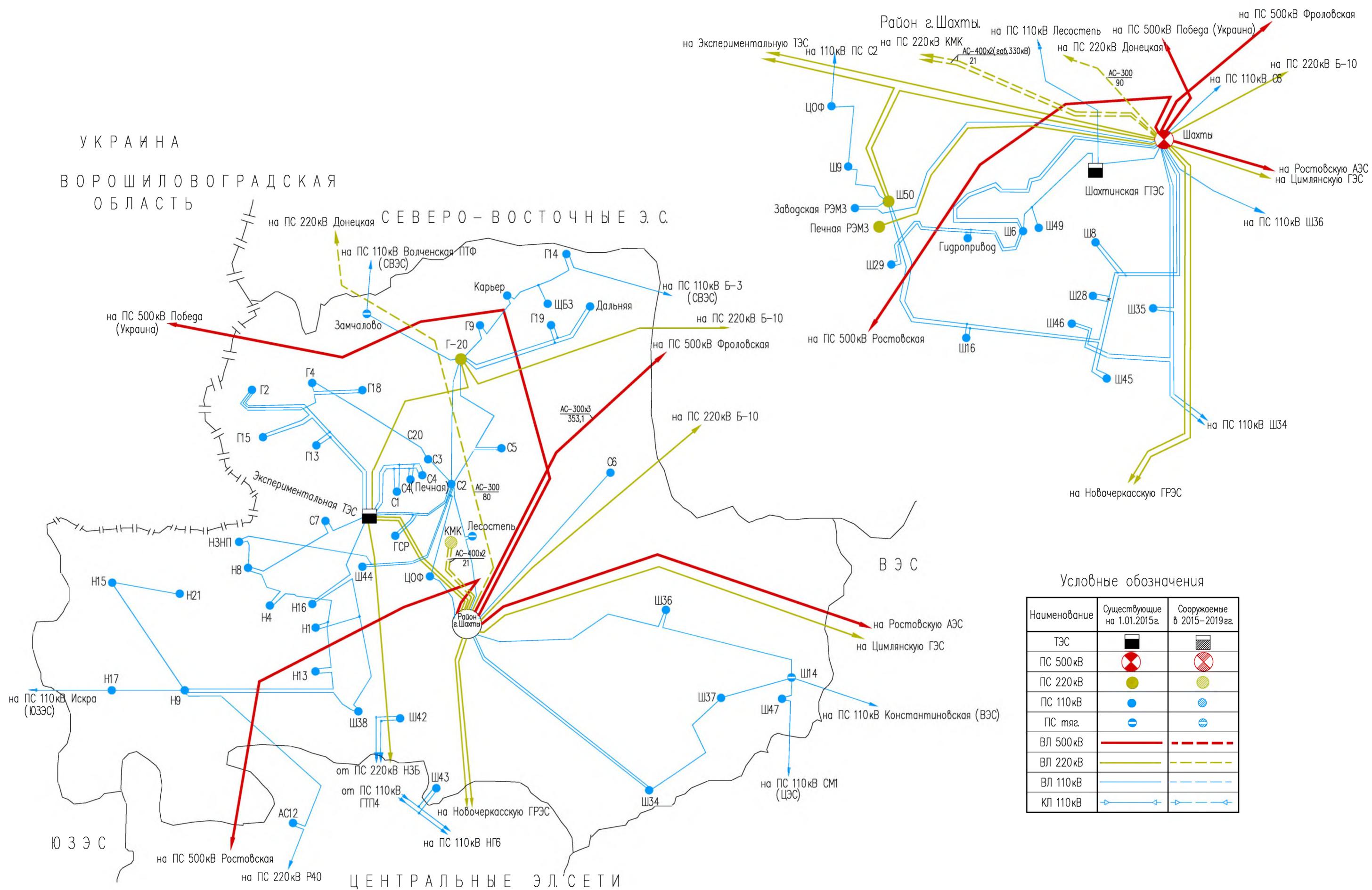
Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110кВ и выше Центрального энергорайона Ростовской энергосистемы на 2015–2019 г.г.





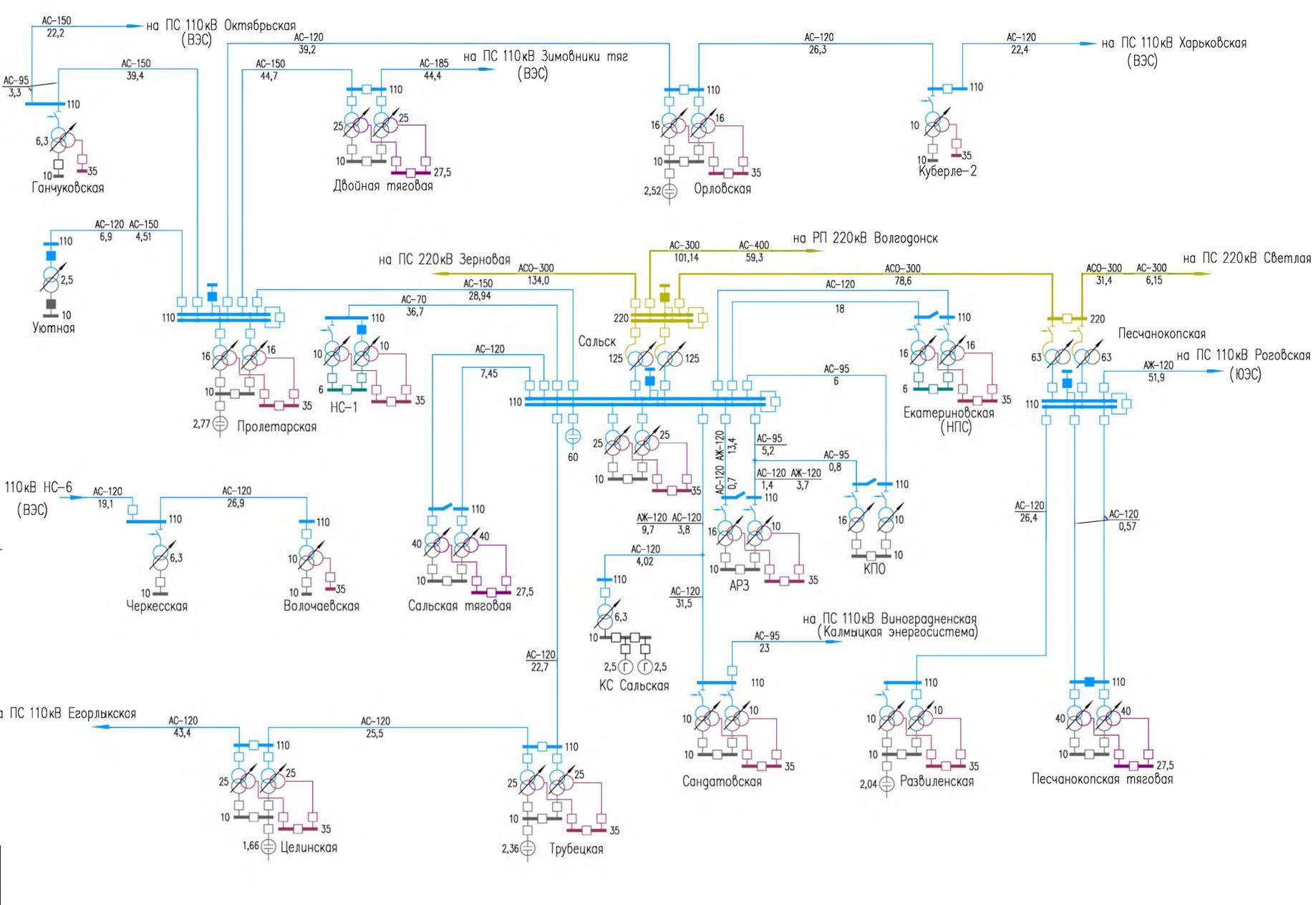
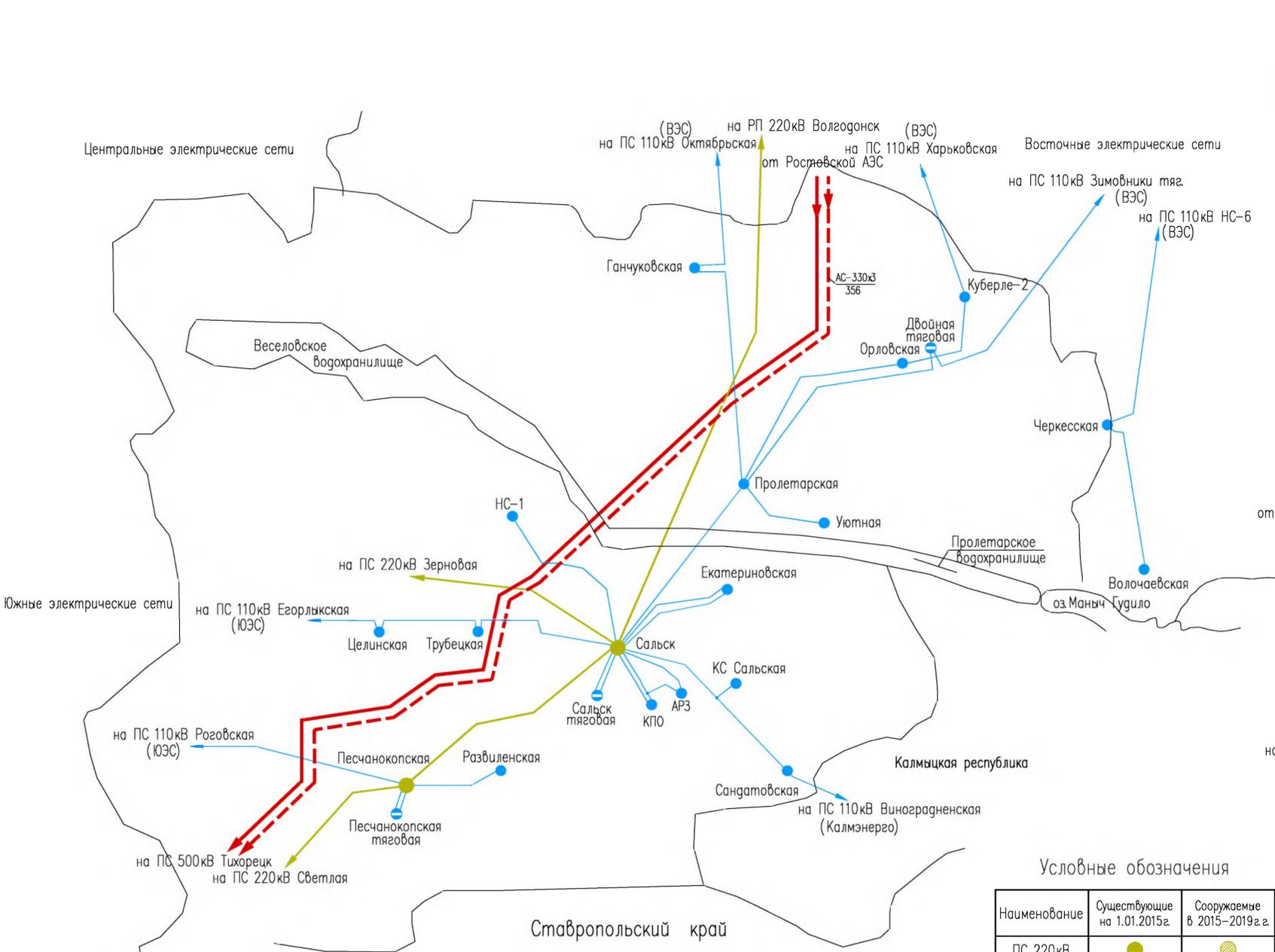






Условные обозначения

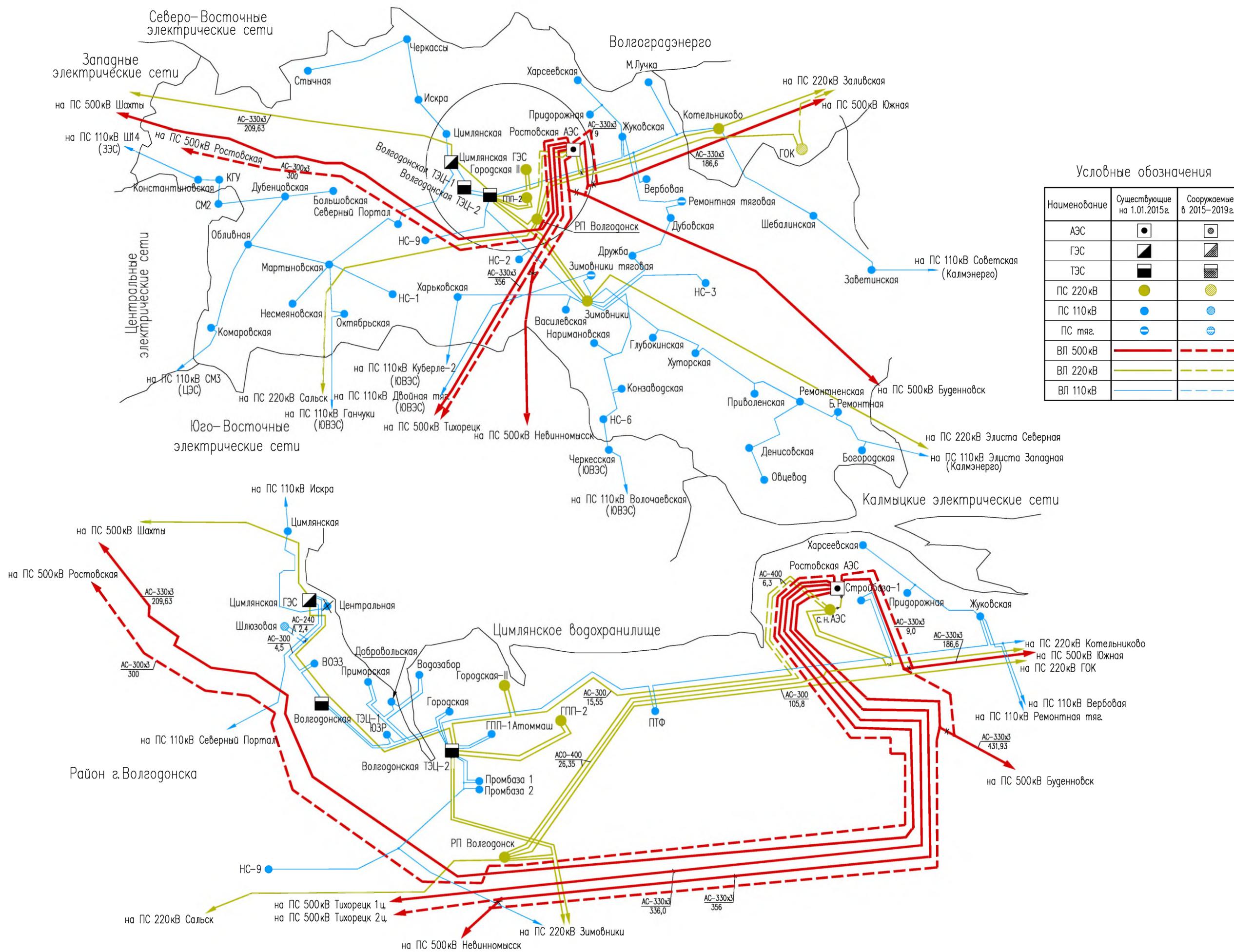
Наименование	Существующие на 1.01.2015г.	Сооружаемые в 2015–2019гг.
ТЭС		
ПС 500кВ		
ПС 220кВ		
ПС 110кВ		
ПС тяг.		
ВЛ 500кВ		
ВЛ 220кВ		
ВЛ 110кВ		
КЛ 110кВ		

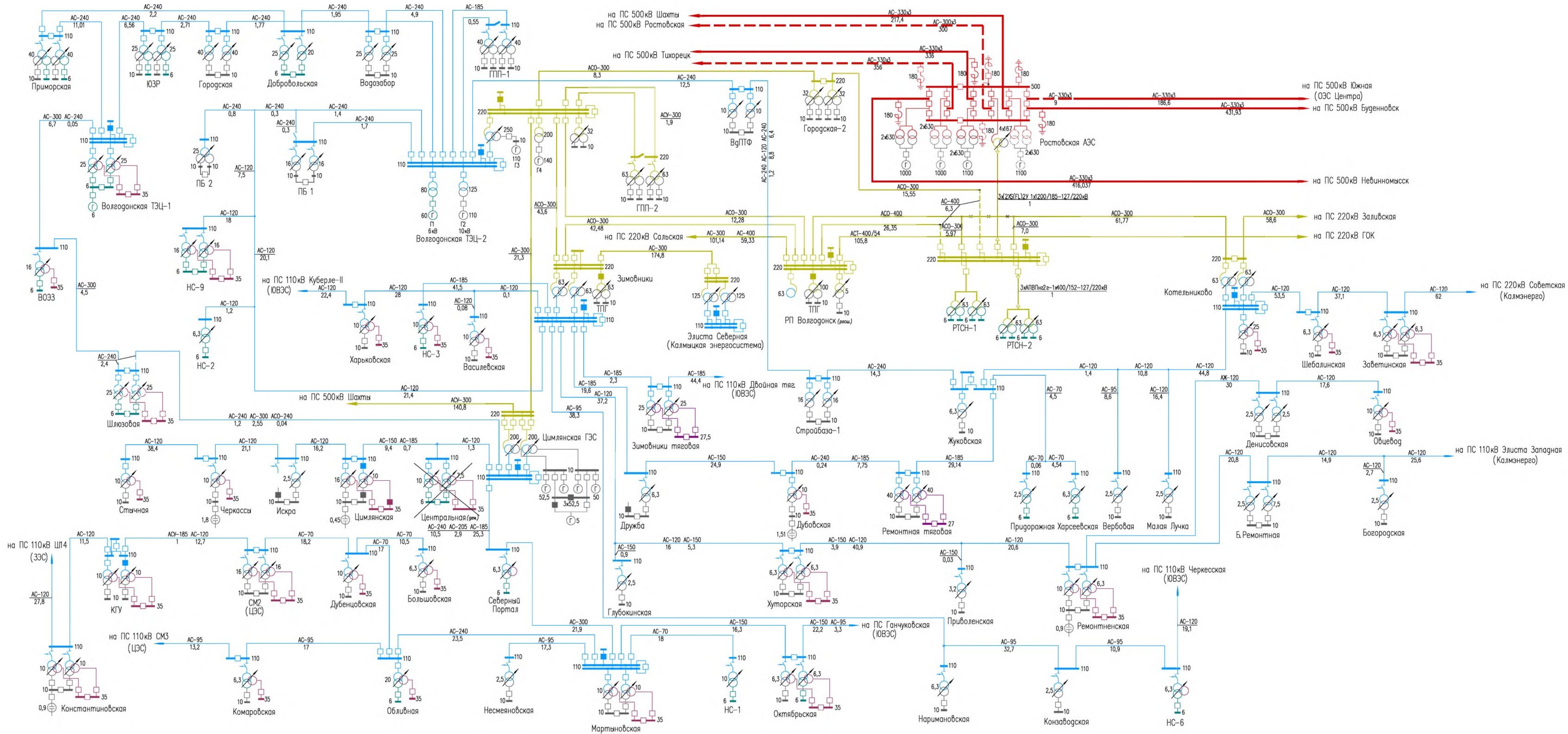


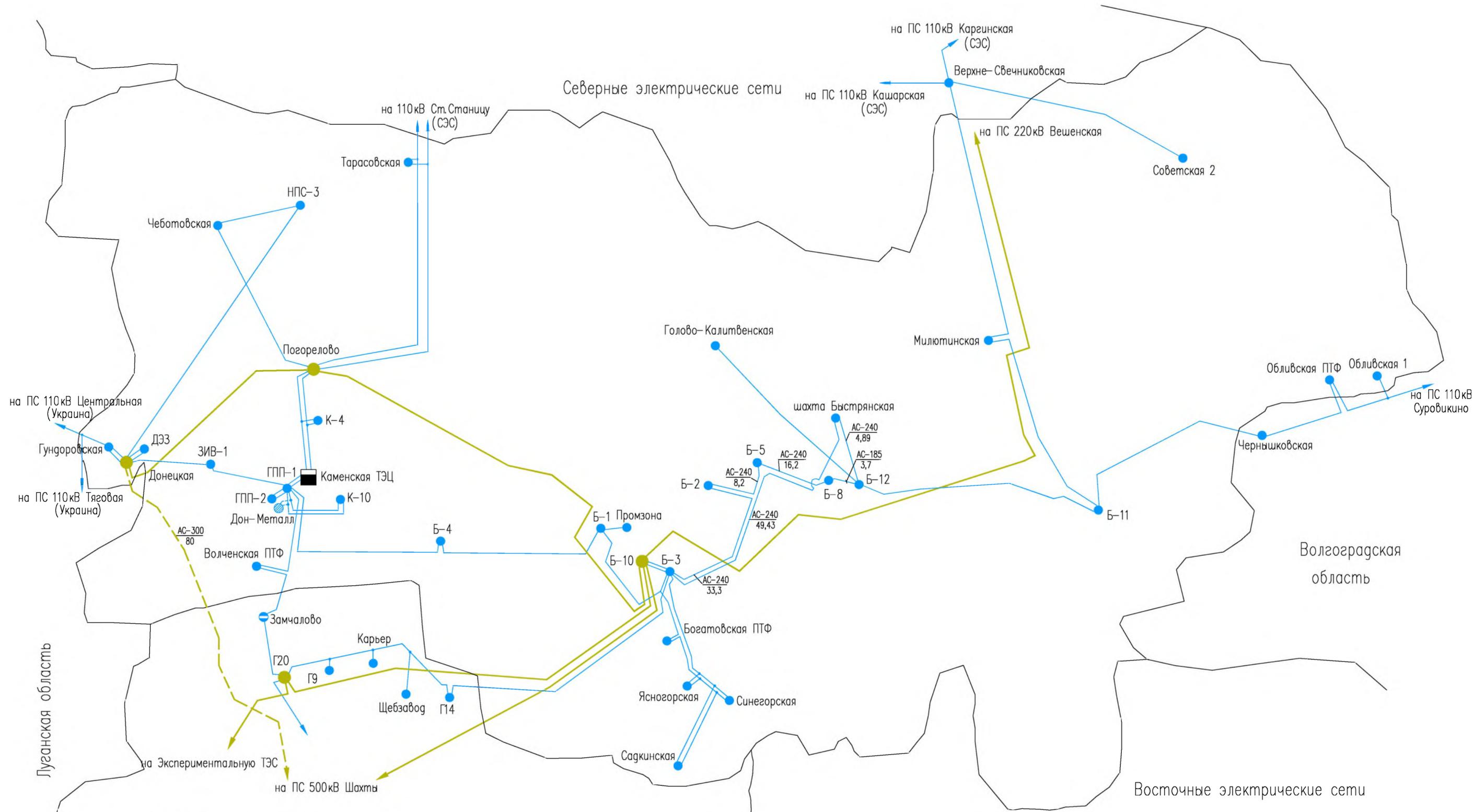
Условные обозначения

Наименование	Существующие на 1.01.2015г.	Сооружаемые в 2015–2019г.г.
ПС 220кВ	●	●
ПС 110кВ	●	●
ПС тяг.	●	●
ВЛ 500кВ	—	- - -
ВЛ 220кВ	—	- - -
ВЛ 110кВ	—	- - -

Примечание:
 1. Условные обозначения см. на карте-схеме.
 2. В скобках приведена мощность заменяемых трансформаторов.
 ■ выключатель отключен
 □ выключатель включен



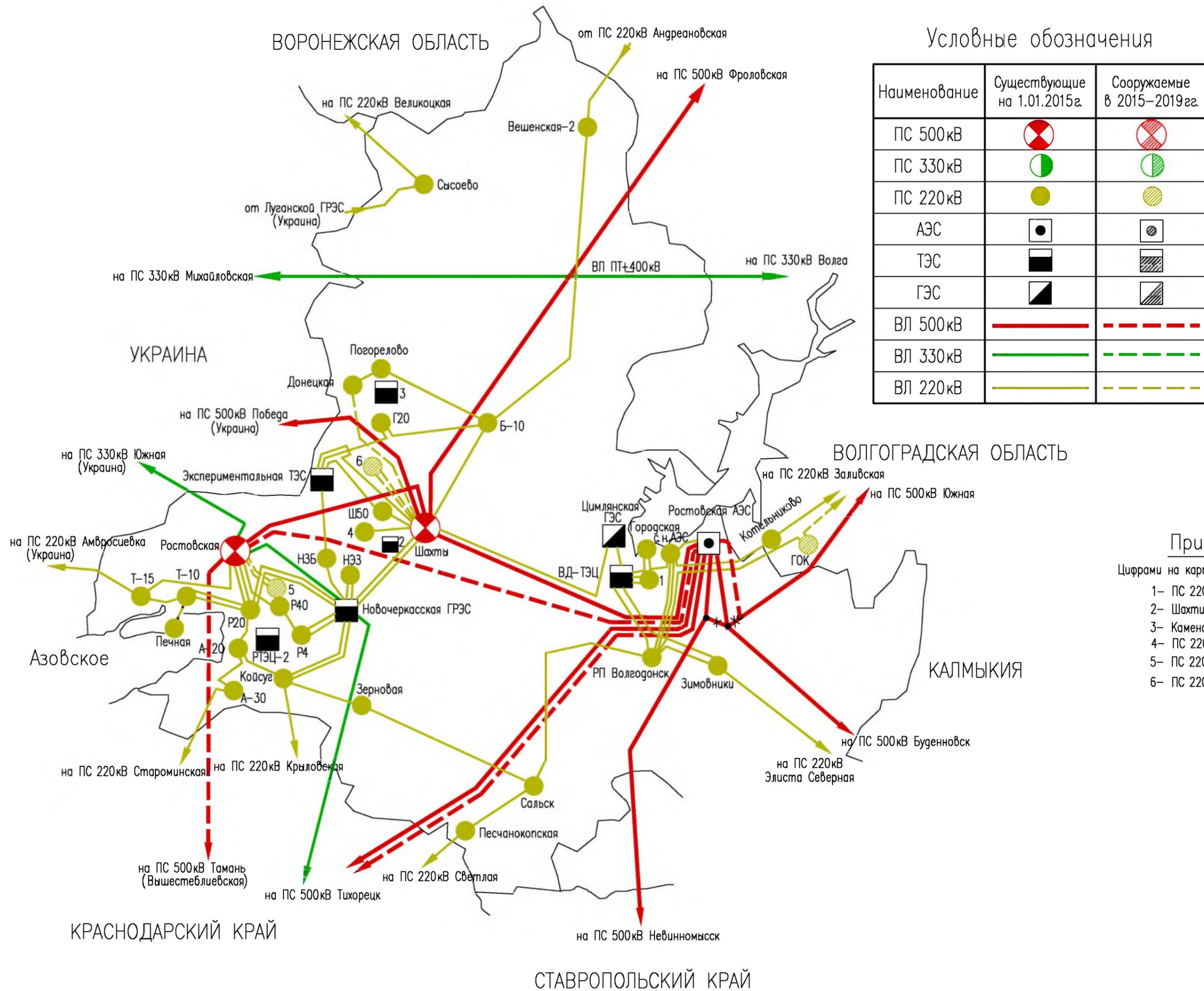


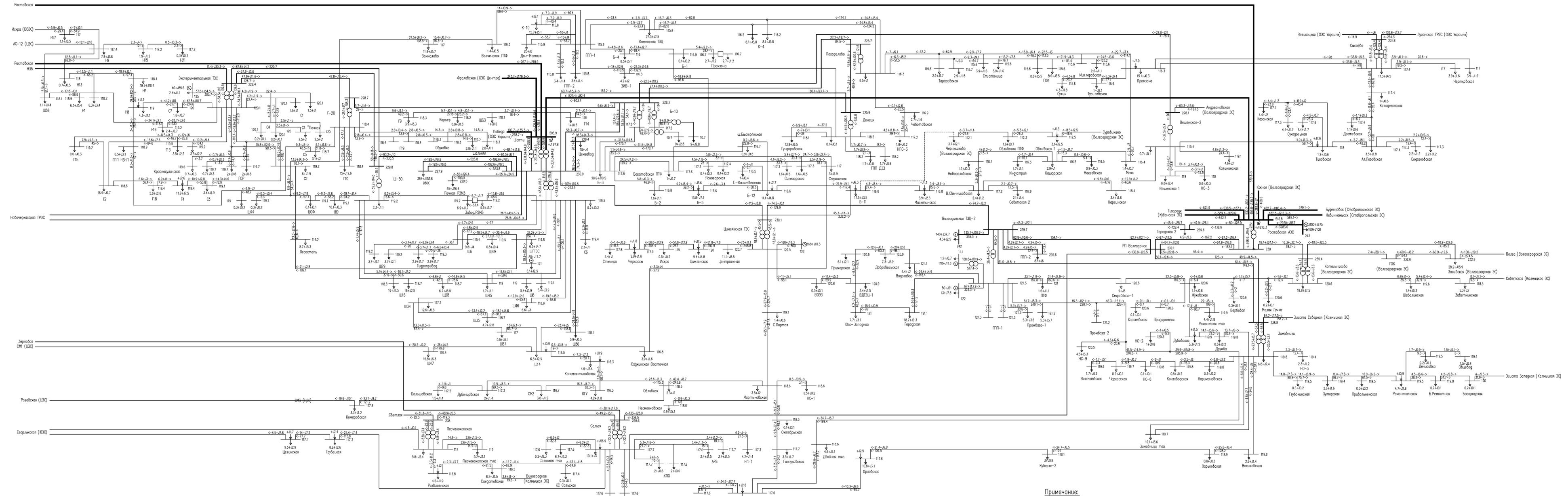


Условные обозначения

Наименование	Существующие на 1.01.2015г.	Сооружаемые в 2015–2019гг.
ПС 220кВ	●	●
ПС 110кВ	●	●
ПС тяг.	⊖	⊖
ПС 110кВ дем.	⊖	
ТЭЦ	■	■
ВЛ 220кВ	—	- - -
ВЛ 110кВ	—	- - -

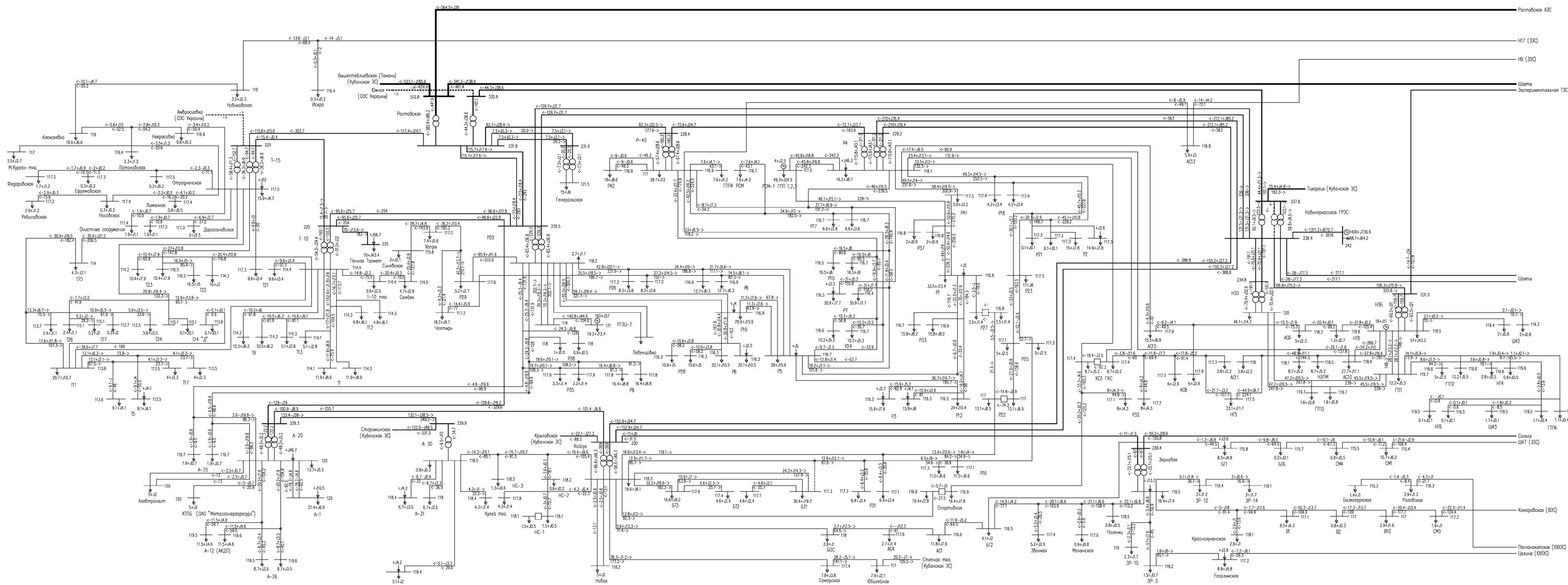
Западные электрические сети





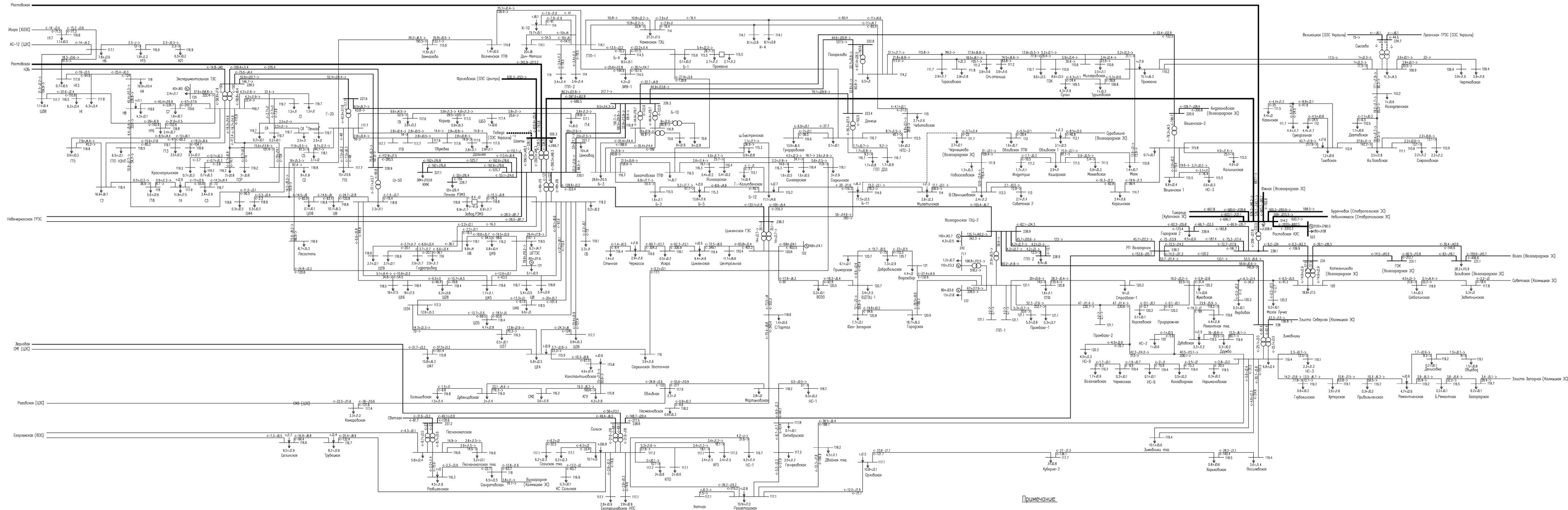
Примечание:

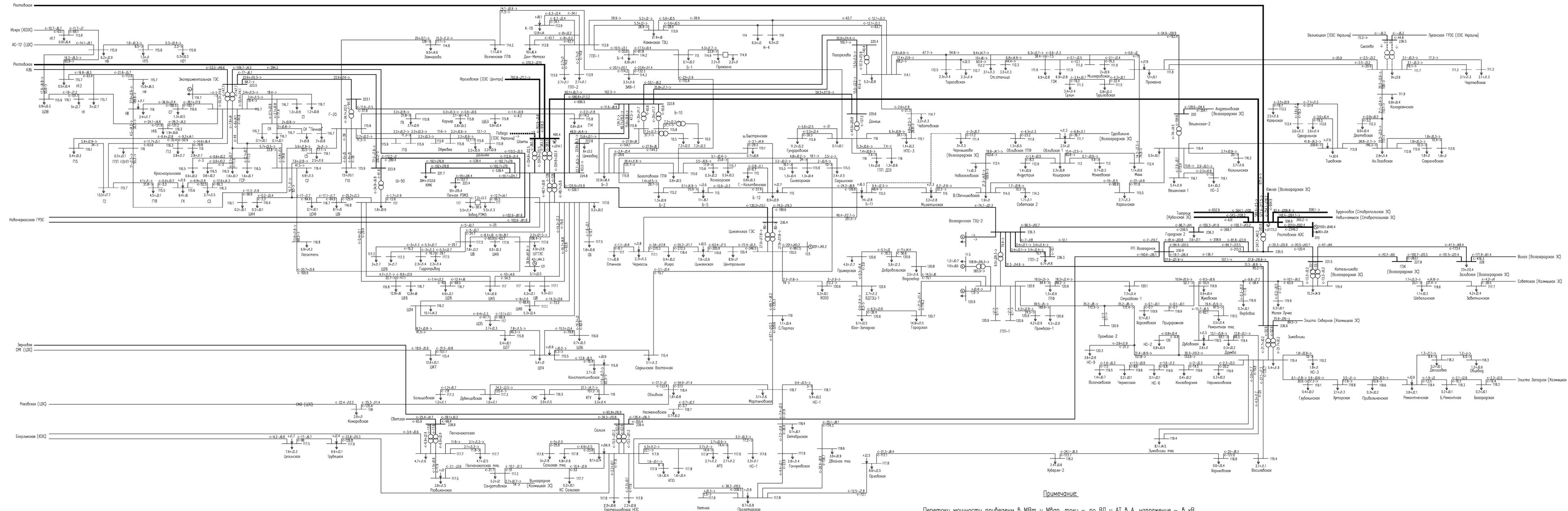
Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.



Примечание:

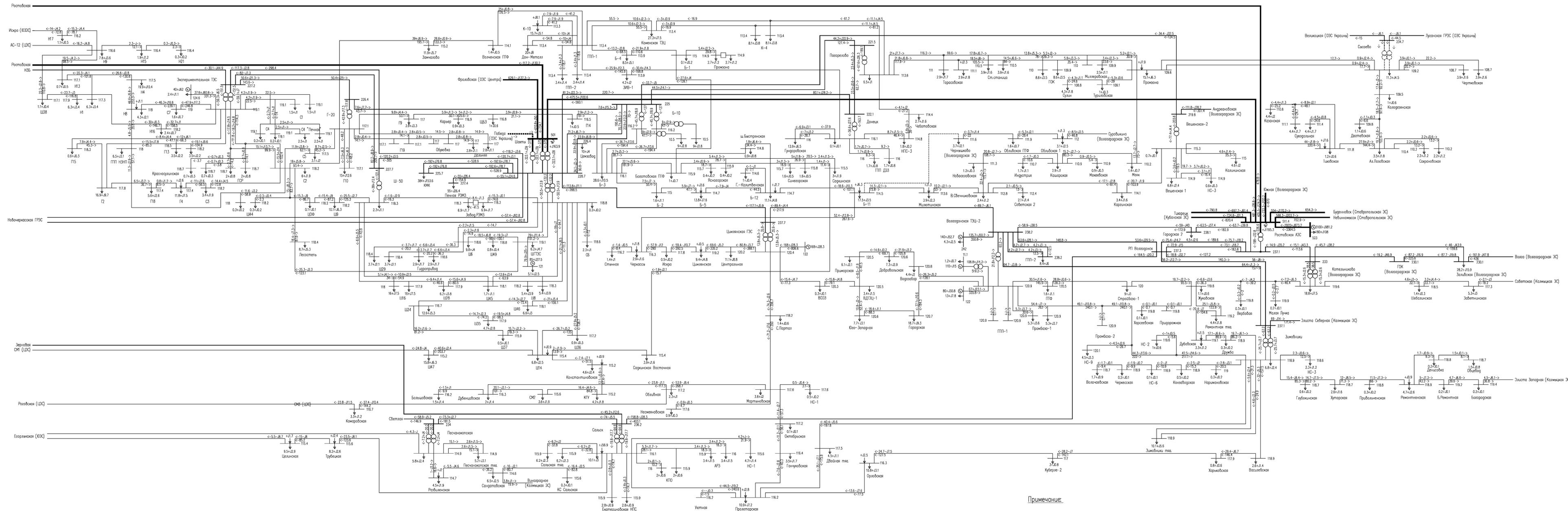
Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.





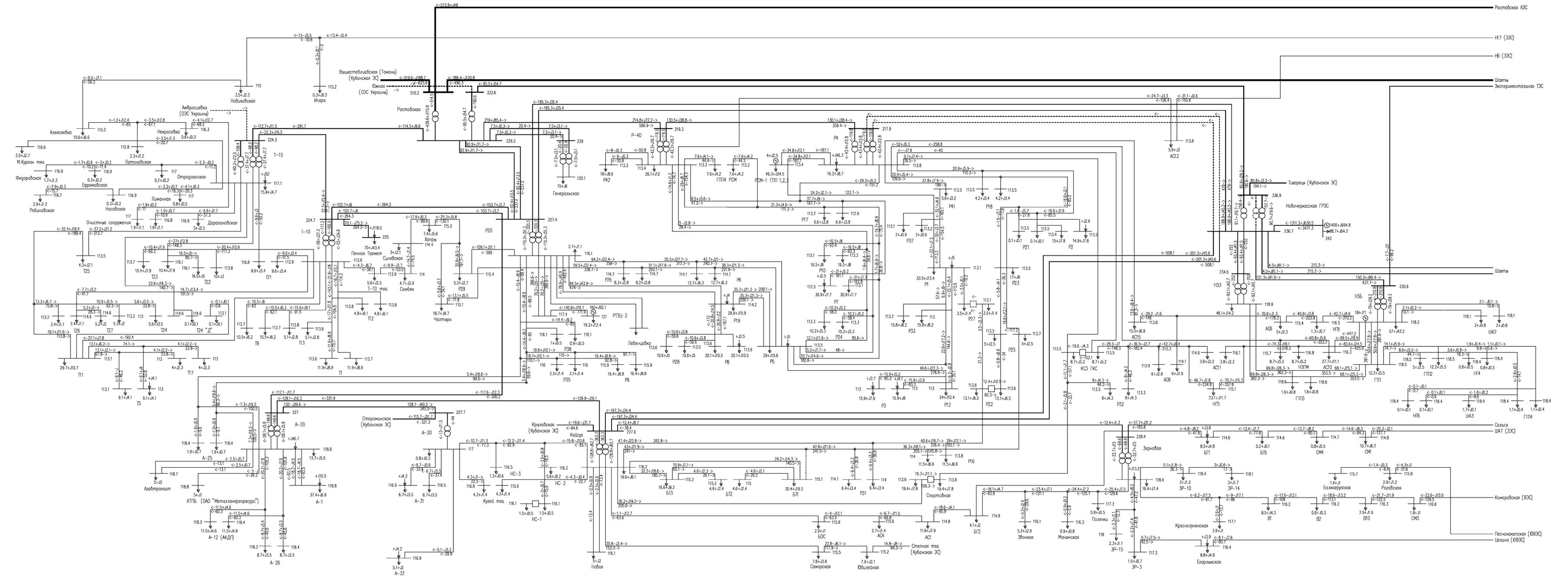
Примечание:

Переток мощности приведен в МВт и Мвар, ток – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.



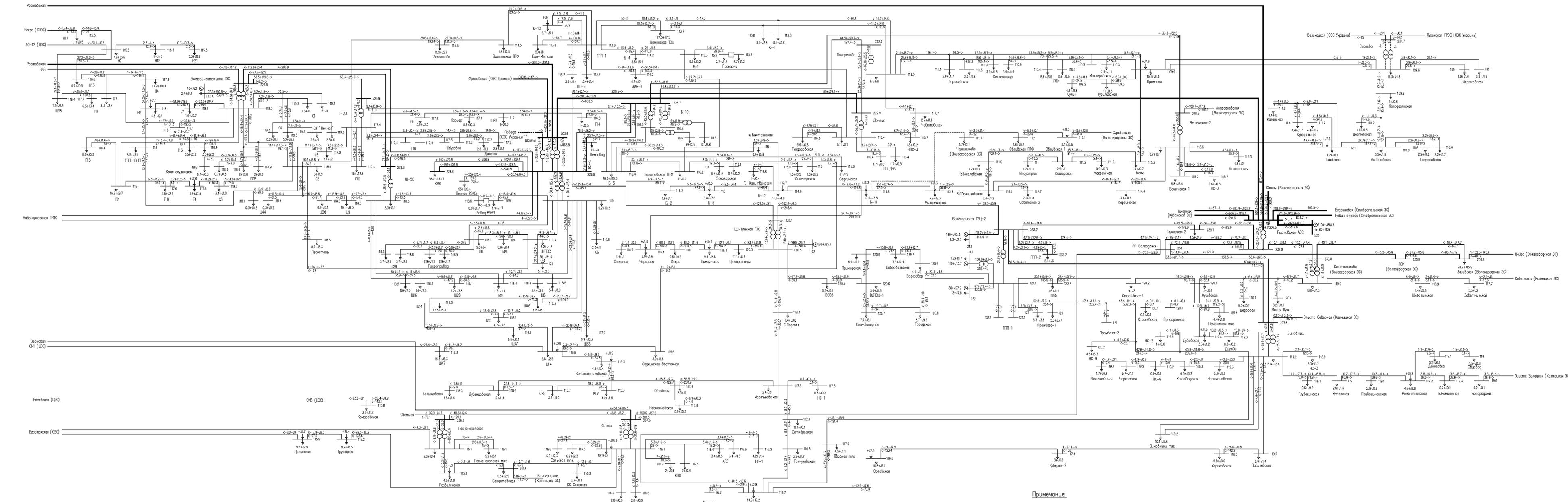
Примечание:

Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.



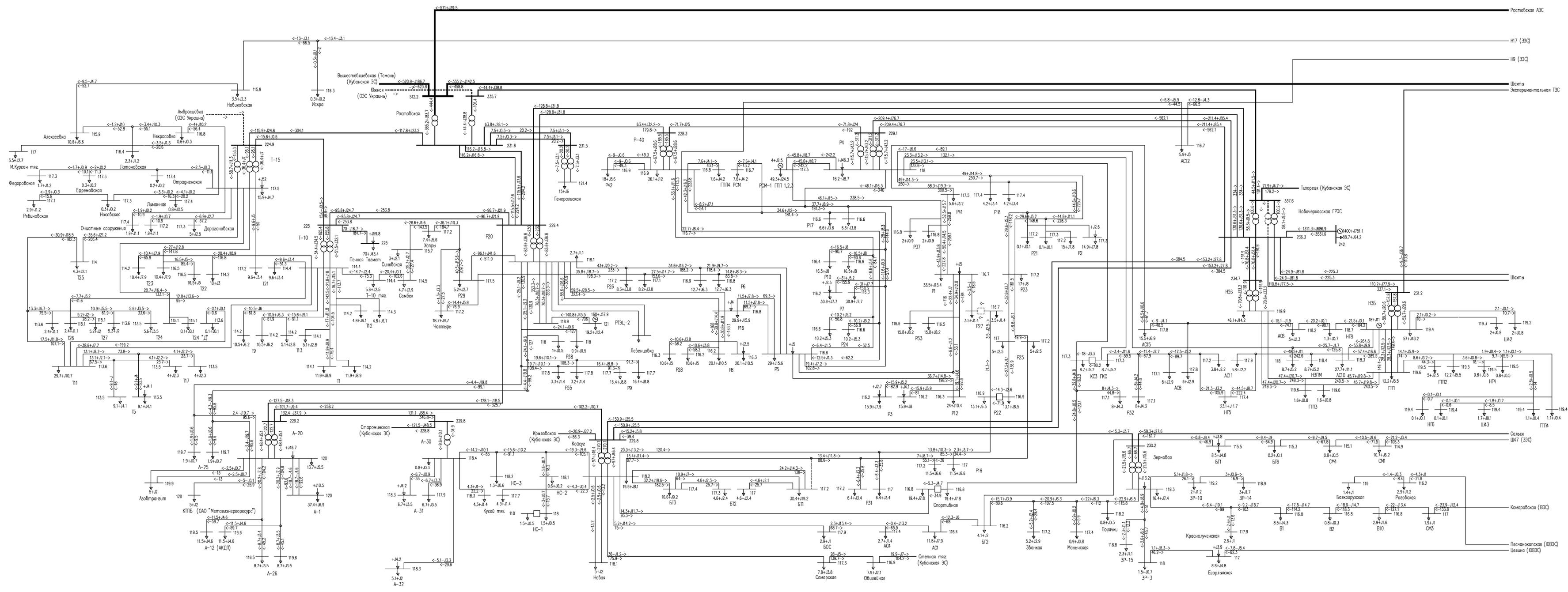
Примечание:

Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.



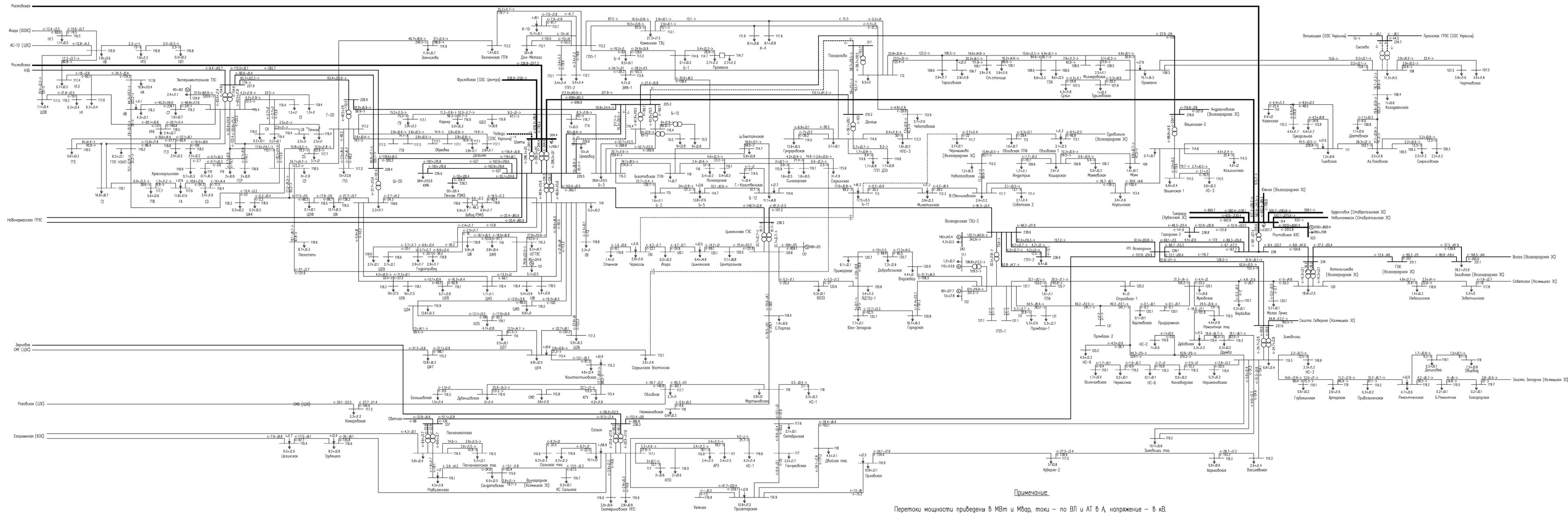
Примечание:

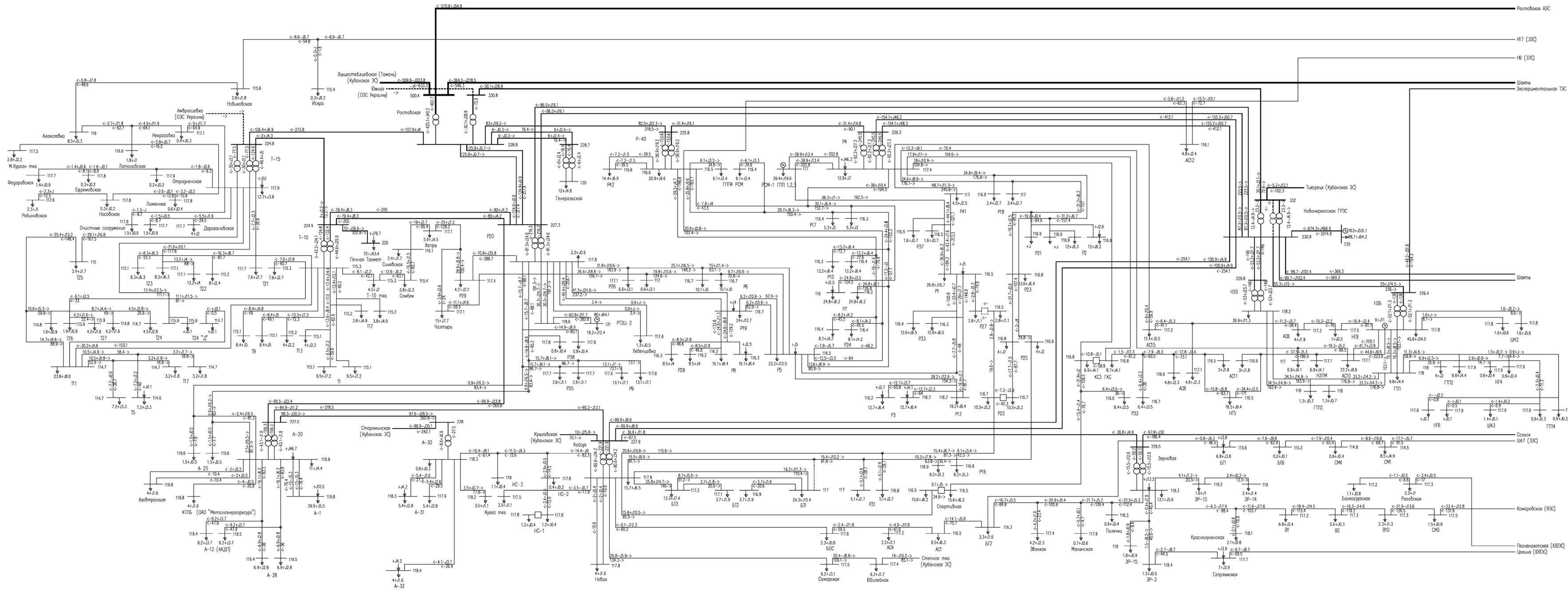
Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.



Примечание:

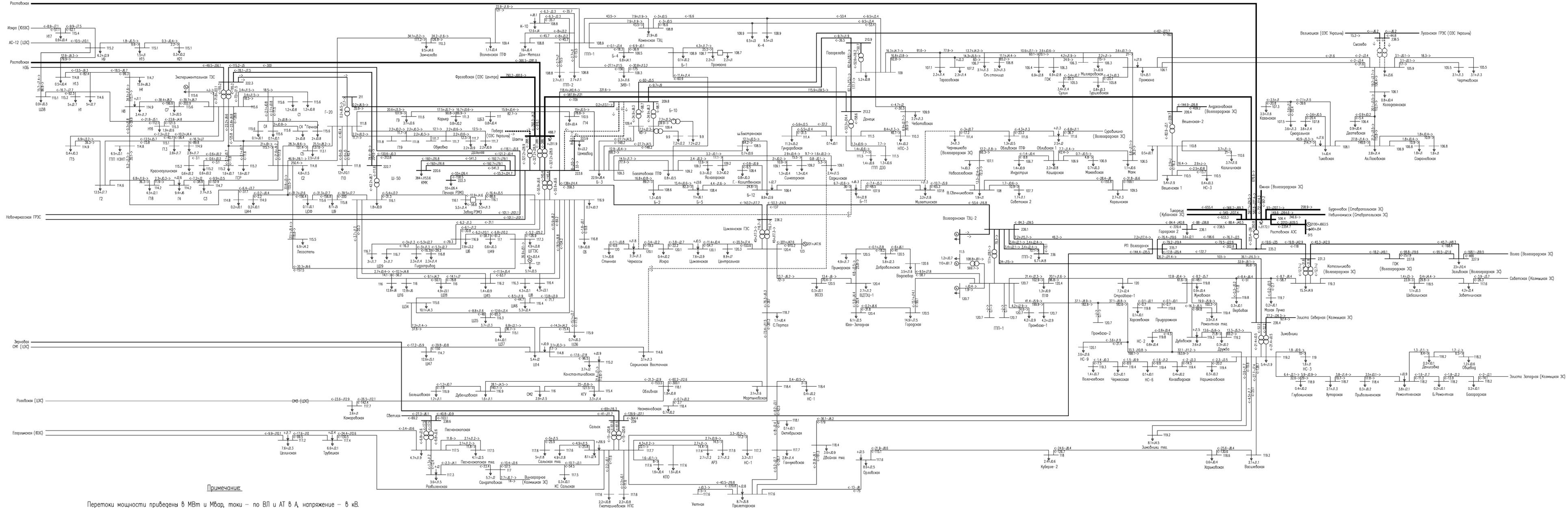
Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.





Примечание:

Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.



Примечание:

Перетоки мощности приведены в МВт и Мвар, токи – по ВЛ и АТ в А, напряжение – в кВ.