



# РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 30.04.2019 № 115

г. Ростов-на-Дону

## Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2019 – 2023 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 2019 – 2023 годы согласно приложению.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Ростовской области от 28.04.2018 № 104 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2018 – 2022 годы».

3. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его официального опубликования.

4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Губернатора Ростовской области Тихонова М.М.

Губернатор  
Ростовской области



В.Ю. Голубев

Распоряжение вносит  
министерство промышленности  
и энергетики Ростовской области

СХЕМА И ПРОГРАММА  
перспективного развития электроэнергетики  
Ростовской области на 2019 – 2023 годы

1. Введение

Основными целями настоящей работы является формирование планов по перспективному развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в создание эффективной и сбалансированной инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Ростовской области.

Задачами формирования схемы и программы перспективного развития электроэнергетики (далее – СиПР) являются:

обеспечение надежного функционирования Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) на территории Ростовской области в долгосрочной и среднесрочной перспективе;

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

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

Основными принципами формирования СиПР являются:

экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы ЕЭС России;

применение новых технологических решений при формировании долгосрочных СиПР;

скоординированность СиПР и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

СиПР сформирована на основании:  
схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы;  
прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, в том числе по основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Ростовской области;  
ежегодного отчета о функционировании ЕЭС России и данных мониторинга исполнения СиПР;  
сведений о заявках (договорах) на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;  
предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Ростовской области, а также предложения сетевых организаций и уполномоченного исполнительного органа государственной власти Ростовской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Ростовской области;  
инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, осуществляющих свою деятельность на территории Ростовской области;  
прогноза потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (с разбивкой по годам) по территории Ростовской области, разрабатываемого АО «СО ЕЭС» (предоставляется системным оператором);  
программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений и городских округов Ростовской области;  
схем теплоснабжения поселений и городских округов Ростовской области;  
иных сведений, необходимых для разработки СиПР, включая статистические наблюдения.

СиПР разработана в соответствии с:  
Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;  
постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;  
поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (пункт 5 Перечня поручений от 29.03.2010 № Пр-839) предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

Методическими рекомендациями по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (протокол совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09.11.2010 № АШ-369пр;

Техническим заданием на выполнение научно-исследовательской работы «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2019 – 2023 годы».

При разработке СиПР выполняются положения:

методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации (далее – Минэнерго России) от 30.06.2003 № 281;

требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

## 2. Общая характеристика Ростовской области

Ростовская область – субъект Российской Федерации на юге Европейской части России, входит в состав Южного федерального округа. Административный центр – город Ростов-на-Дону.

По характеру поверхности территория Ростовской области представляет собой равнину, расчлененную долинами рек и балками. Максимальная высота над уровнем моря – 253 метра. С севера на территорию области заходит Среднерусская возвышенность, на западе вклинивается восточная часть Донецкого кряжа, в юго-восточной части области возвышаются Сальско-Маньчская гряда и Ергени.

Ростовская область занимает площадь 101 тыс. квадратных километров, что составляет 0,6 процента территории России, имеет протяженность 470 километров с севера на юг, 455 километров – с запада на восток.

Ростовская область имеет сухопутные и водные границы со следующими регионами: на западе и северо-западе – с Донецкой и Луганской областями Украины общая протяженность границы 660 километров, на севере и северо-востоке – с Воронежской и Волгоградской областями, на востоке и юго-востоке – с Калмыкией, на юге – со Ставропольским и Краснодарским краями, на юго-западе омывается Таганрогским заливом Азовского моря, имея морскую государственную границу с Украиной.

На территории Ростовской области протекает одна из крупнейших рек Европы – Дон (протяженность около 1870 километров), расположено Цимлянское водохранилище (объем – около 24 млрд кубических метров). Судоходны основные притоки Дона – реки Северский Донец и Маныч. Озера занимают лишь 0,4 процента территории области. На юго-западе область омывается Таганрогским заливом Азовского моря.

Область имеет благоприятный умеренно-континентальный климат. Средняя температура воздуха в январе – минус 7 градусов, в июле – плюс 23 градуса. Продолжительность солнечного сияния равна 2050 – 2150 ч/год. С июня по сентябрь среднемесячные показатели продолжительности солнечного сияния в Ростове-на-Дону и Сочи мало отличаются друг от друга.

Среднегодовое количество осадков составляет 424 миллиметра. Выпадают преимущественно на атмосферных фронтах циклонов. Их количество

уменьшается в направлении с запада (650 миллиметров) на восток (до 400 миллиметров). Высокие температуры лета и длинный вегетационный период обеспечивают повышенную урожайность пшеницы, бахчевых, садовых культур и винограда.

Весьма разнообразна природа Ростовской области. Степные просторы, лесные оазисы, пойма реки Дон, побережье Азовского моря являются пристанищем для более ста видов животных и ценных промысловых пород рыб.

Территория области лежит в пределах степной зоны, лишь крайний юго-восток является переходным районом от степей к полупустыням. Лесами и кустарниками покрыты 5,6 процента земельного фонда, в то время как большая часть области занята сельхозугодиями, преимущественно на высокоплодородных черноземах.

Численность населения области по данным Росстата составляет 4 202 337 человек (по состоянию на 1 января 2019 г.). Из них в городах проживает 68,11 процента от общей численности, в сельской местности – 31,89 процента. Плотность населения – 41,79 человека на квадратный километр.

Регион занимает 6-е место в России по численности постоянного населения после г. Москвы, Московской области, Краснодарского края, г. Санкт-Петербурга и Свердловской области. Среди субъектов, входящих в Южный федеральный округ, область находится на 2-м месте после Краснодарского края.

В Ростовской области проживают представители более 150 национальностей и народностей. По данным Всероссийской переписи населения 2010 года, по национальному составу 90,3 процента населения области составляют русские, 2,6 процента – армяне, 1,9 процента – украинцы, 0,9 процента – турки, 0,4 процента – белорусы, 0,4 процента – азербайджанцы, 0,4 процента – цыгане, 0,3 процента – татары, 0,3 процента – чеченцы, 0,3 процента – корейцы, 0,2 процента – даргинцы, 0,2 процента – грузины, остальное – иные этнические группы.

Трудоспособное население составляет около 57,2 процента от общей численности. Уровень образования населения в экономически активном возрасте достаточно высок.

Среднегодовая численность занятых в экономике составляет 1968 тыс. человек, в том числе на предприятиях негосударственного сектора – 1318 тыс. человек.

Демографическая ситуация в Ростовской области характеризуется снижением числа родившихся и числа умерших, увеличением естественной убыли населения. Численность родившихся на 1000 населения составляет 11,6 (общий коэффициент рождаемости), а численность умерших – 13,9 (общий коэффициент смертности).

Ожидаемая продолжительность жизни при рождении составляет 72,2 года.

Населенные пункты Ростовской области с численностью населения более 15 тысяч человек приведены в таблице № 1.

Населенный пункт	Количество жителей (человек)
1	2
Ростов-на-Дону	1 125 299
Таганрог	250 287
Шахты	235 492
Волгодонск	171 471
Новочеркасск	168 766
Батайск	124 705
Новошахтинск	108 782
Каменск-Шахтинский	89 657
Азов	81 335
Гуково	66 332
Сальск	58 179
Донецк	48 428
Аксай	44 828
Белая Калитва	40 831
Красный Сулин	38 567
Миллерово	35 540
Морозовск	25 467
Зерноград	24 886
Семикаракорск	22 118
Зверево	19 456
Пролетарск	19 290
Орловский	18 757
Зимовники	18 070
Егорлыкская	17 660
Константиновск	17 317
Матвеев Курган	15 489
Багаевская	15 459
Чалтырь	15 334

Согласно Областному закону от 25.07.2005 № 340-ЗС «Об административно-территориальном устройстве Ростовской области» Ростовская область включает 55 административно-территориальных образований (12 городских округов и 43 муниципальных района. Данные приведены в таблице № 2), 408 административно-территориальных единиц (18 городских поселений и 390 сельских поселений), которые в рамках административно-территориального устройства включают населенные пункты и районы в городе.

Административный центр Ростовской области – город Ростов-на-Дону с населением свыше 1 млн человек – крупный промышленный, культурный и научный центр, речной порт, важный транспортный узел. В 2002 году город

приобрел дополнительное политическое и экономическое значение как столица Южного федерального округа.

Город Ростов-на-Дону состоит из 8 районов:

1. Ворошиловский район.
2. Железнодорожный район.
3. Кировский район.
4. Ленинский район.
5. Октябрьский район.
6. Первомайский район.
7. Пролетарский район.
8. Советский район.

Таблица № 2

№ п/п	Название	Население (человек)	Административный центр
1	2	3	4
<b>Городские округа</b>			
1.	Город Ростов-на-Дону	1 130 305	город Ростов-на-Дону
2.	Город Азов	81 335	город Азов
3.	Город Батайск	124 705	город Батайск
4.	Город Волгодонск	171 471	город Волгодонск
5.	Город Гуково	66 332	город Гуково
6.	Город Донецк	48 428	город Донецк
7.	Город Зверево	19 456	город Зверево
8.	Город Каменск-Шахтинский	89 657	город Каменск-Шахтинский
9.	Город Новочеркасск	168 766	город Новочеркасск
10.	Город Новошахтинск	108 782	город Новошахтинск
11.	Город Таганрог	250 287	город Таганрог
12.	Город Шахты	235 492	город Шахты
<b>Муниципальные районы</b>			
1.	Азовский	97 033	город Азов
2.	Аксайский	113 321	город Аксай
3.	Багаевский	34 646	станция Багаевская
4.	Белокалитвинский	93 294	город Белая Калитва
5.	Боковский	14 155	станция Боковская
6.	Верхнедонской	18 099	станция Казанская
7.	Веселовский	25 506	поселок Веселый
8.	Волгодонской	33 800	станция Романовская
9.	Дубовский	21 889	село Дубовское
10.	Егорлыкский	33 713	станция Егорлыкская
11.	Заветинский	16 706	село Заветное
12.	Зерноградский	53 681	город Зерноград
13.	Зимовниковский	36 438	поселок Зимовники

1	2	3	4
14.	Кагальницкий	28 188	станция Кагальницкая
15.	Каменский	42 423	пгт Глубокий
16.	Кашарский	23 729	слобода Кашары
17.	Константиновский	31 557	город Константиновск
18.	Красносулинский	75 896	город Красный Сулин
19.	Куйбышевский	13 983	село Куйбышево
20.	Мартыновский	34 536	слобода Большая Мартыновка
21.	Матвеево-Курганский	41 169	поселок Матвеев Курган
22.	Миллеровский	64 976	город Миллерово
23.	Милютинский	13 330	станция Милютинская
24.	Морозовский	38 825	город Морозовск
25.	Мясниковский	45 689	село Чалтырь
26.	Неклиновский	86 111	село Покровское
27.	Обливский	17 573	станция Обливская
28.	Октябрьский	70 514	пгт Каменоломни
29.	Орловский	38 078	поселок Орловский
30.	Песчанокопский	28 171	село Песчанокопское
31.	Пролетарский	34 532	город Пролетарск
32.	Ремонтненский	18 113	село Ремонтное
33.	Родионово-Несветайский	22 461	слобода Родионово-Несветайская
34.	Сальский	102 646	город Сальск
35.	Семикаракорский	49 353	город Семикаракорск
36.	Советский	6343	станция Советская
37.	Тарасовский	28 428	поселок Тарасовский
38.	Тацинский	35 142	станция Тацинская
39.	Усть-Донецкий	31 875	р.п. Усть-Донецкий
40.	Целинский	30 706	поселок Целина
41.	Цимлянский	33 381	город Цимлянск
42.	Чертковский	33 759	поселок Чертково
43.	Шолоховский	25 907	станция Вешенская

Выгодное экономико-географическое расположение Ростовской области, развитая транспортная инфраструктура, высокая обеспеченность трудовыми ресурсами, отсутствие социальной напряженности исторически определили положение области как одного из крупнейших на юге страны центров многоотраслевой промышленности, развитого сельского хозяйства, науки, культуры.

Промышленность.

Ведущее место в экономике Ростовской области принадлежит промышленному производству, которое остается основным сектором экономики для создания материальных благ, товарной и денежной массы, новых рабочих

мест и инвестиционных источников. На предприятиях области производится около 38 процентов промышленной продукции Южного федерального округа.

Производственный потенциал региона имеет достаточно высокий уровень диверсификации, около 80 процентов в объеме отгруженной продукции собственного производства занимает продукция обрабатывающих производств.

Наибольший удельный вес занимают металлургические и машиностроительные предприятия.

Ростовская область лидирует в России по производству многих видов промышленной продукции:

- машины и приспособления для уборки зерновых культур (82,1 процента);
- зерноуборочные комбайны (75,1 процента);
- трубы бурильные для бурения нефтяных или газовых скважин из черных металлов (56,3 процента);
- оборудование эксплуатационное для ядерных реакторов (46,8 процента);
- косилки тракторные (23,7 процента);
- сталеплавильное оборудование и литейные машины (10,4 процента);
- электроды сварочные с покрытием (6,1 процента);
- пряжа из синтетических штапельных волокон (85,7 процента).

Ведущее место в России принадлежит тяжелому вертолетостроению, электровозостроению, производству паровых котлов и оборудования эксплуатационного для ядерных реакторов, масел растительных нерафинированных, трикотажных изделий.

Сельское хозяйство и агропромышленный комплекс.

Ростовская область – один из крупнейших сельскохозяйственных регионов Российской Федерации. На территории в 101 тыс. квадратных километров проживает 4,2 млн человек, из них третья часть – в сельской местности.

Главное богатство области – ее почвенные ресурсы. Область расположена на обыкновенных, южных черноземах и каштановых почвах. В общей структуре земли черноземы занимают 64,2 процента при средней толщине плодородного слоя 40 – 80 сантиметров.

Сельскохозяйственные угодья занимают 8,2 млн гектаров, пашня – 5,8 млн гектаров, в том числе орошаемая – 228 тыс. гектаров. Доля Ростовской области в общей площади сельхозугодий России составляет 3,9 процента. По площади сельхозугодий и площади посевов зерновых культур область занимает второе место в Российской Федерации, по плодородию пашни – десятое место среди других субъектов Российской Федерации. Почвенно-климатические условия области, несмотря на периодически повторяющиеся засухи, благоприятны для производства сельскохозяйственной продукции.

В сельхозпроизводстве занято 1,7 тысячи сельхозорганизаций, 12,9 тысячи – крестьянско-фермерских хозяйств, более 2 тысяч – индивидуальных предпринимателей, свыше 547 тысяч – личных хозяйств граждан.

Ростовская область – в числе лидеров в России по валовым сборам зерна и подсолнечника. Перспективными направлениями АПК области также являются: прудовое рыбоводство, производство животноводческой продукции, овощей, переработка сельхозпродукции с последующим доведением до потребителя.

На долю Ростовской области приходится около 30 процентов производимой продукции сельского хозяйства в Южном федеральном округе.

#### Строительство.

Ростовская область по объемам вводимого жилья входит в десятку регионов – лидеров в Российской Федерации и занимает второе место в ЮФО.

Для обеспечения роста объемов вводимого жилья проводится работа по подготовке новых территорий под жилищное строительство, активно развивается инженерная инфраструктура.

В целях повышения доступности жилья и качества жилищного обеспечения населения, в том числе с учетом исполнения государственных обязательств по обеспечению жильем отдельных категорий граждан, постановлением Правительства Ростовской области от 25.09.2013 № 604 утверждена государственная программа Ростовской области «Обеспечение доступным и комфортным жильем населения Ростовской области».

В состав указанной государственной программы включена подпрограмма «Стимулирование развития рынка жилья», содержащая:

мероприятия, направленные на снижение средней рыночной стоимости одного квадратного метра жилья на первичном рынке;

мероприятия по содействию внедрению новых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий жилищного строительства, а также создание условий для строительства и реконструкции предприятий по производству строительных материалов, изделий и конструкций;

мероприятия по созданию сектора арендного жилья.

Данные мероприятия направлены на повышение уровня обеспеченности населения жильем, развитие жилищного строительства, в том числе формирование рынка доступного жилья экономического класса, отвечающего требованиям энергоэффективности и экологичности.

#### Транспорт.

Ростовская область обладает развитой транспортной инфраструктурой, представленной железнодорожными и автомобильными магистралями федерального значения, морскими и речными портами, международным аэропортом в г. Ростове-на-Дону.

Ростовскую область пересекают:

автомагистраль «Дон»;

железнодорожный путь Москва – Ростов – Кавказ;

судоходный путь по реке из центра России в Черное и Средиземное моря;

воздушный коридор Санкт-Петербург – Москва – Кавказский регион.

Автотранспорт. Пассажирские перевозки автомобильным транспортом являются самым массовым и доступным видом транспорта. По территории области проходит 660 междугородных и пригородных межмуниципальных автобусных маршрутов и около 150 межобластных маршрутов, соединяющих все муниципальные образования области общей протяженностью более 80 тыс. километров. Автовокзалы и автостанции области объединены в единую сеть.

Железнодорожный транспорт. Основным перевозчиком грузов и пассажиров во внутреннем и международном сообщениях в регионе является Северо-Кавказская железная дорога – филиал ОАО «Российские железные

дороги». По территории Ростовской области проходят магистральные железные дороги, связывающие центральные, западные районы страны и Сибирь с южным регионом. Действуют узловые железнодорожные станции, обеспечивающие прием, обработку и отправку практически всех видов грузов. Протяженность железнодорожных путей на территории Ростовской области составляет 1788 километров.

Водный транспорт. В Ростовской области действуют 126 судоходных компаний. Из них:

- судоходные компании, осуществляющие бункеровочную деятельность – 14;
- судоходные компании, осуществляющие пассажирские перевозки – 4;
- стивидорные компании – 38;
- судоремонтные заводы – 8.

Общая протяженность внутренних водных путей в границах Ростовской области – 800,3 километра.

Авиационный транспорт. Воздушный транспорт Ростовской области обеспечивает перевозки пассажиров и грузов в межрегиональном и международном сообщениях.

В 2017 году завершен крупнейший инфраструктурный проект Ростовской области и с 7 декабря 2017 г. новый аэропортовый комплекс «Платов» начал свою работу.

В г. Таганроге расположен региональный аэропорт «Таганрог – Южный».

Основными стратегическими направлениями в сфере воздушного транспорта и развития его инфраструктуры являются:

развитие инфраструктуры аэропорта «Таганрог – Южный», включая строительство аэровокзального комплекса, установку радиотехнического оборудования, повышение категории аэропорта;

восстановление и развитие на территории Ростовской области аэропортов местных воздушных линий, создание на их базе сети местных и внутрирегиональных воздушных линий.

Дорожный комплекс. Дорожное хозяйство Ростовской области – одна из самых быстроразвивающихся отраслей на территории региона, протяженность автомобильных дорог общего пользования федерального, регионального, межмуниципального и местного значения превышает 35 тыс. километров, в том числе:

федерального значения – 690,3 километра;  
регионального, межмуниципального значения, находящихся в собственности Ростовской области, – 7 571,2 километра;

местного значения, находящихся в муниципальной собственности районов, – 27099,9 километра.

В 2018 году в экономике и социальной сфере Ростовской области складывалась стабильная ситуация.

Оборот организаций за 2018 год составил 3601,5 млрд рублей, что в действующих ценах на 8,2 процента больше, чем годом ранее. Рост объемов оборота обеспечен организациями большинства видов экономической деятельности, кроме деятельности в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений, а также предоставления прочих видов услуг.

Активная промышленная динамика сохраняется в донском регионе на протяжении последних лет, не стал исключением и 2018 год. За прошедший год предприятиями области выпущено продукции на 9,7 процента больше, чем год назад. По динамике развития промышленности Ростовская область в 2018 году заняла седьмое место среди других субъектов Российской Федерации.

Увеличение индекса промышленного производства было достигнуто за счет предприятий обрабатывающих производств, где по итогам минувшего года выпуск продукции вырос на 10,1 процента, сферы обеспечения электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха – на 10,8 процента; сектора «водоснабжения; водоотведение, организации сбора и утилизации отходов, деятельности по ликвидации загрязнений» (на 9,1 процента). В то же время в добывающем секторе экономики Дона сохраняется снижение объемов добычи полезных ископаемых (на 5,9 процента).

В обрабатывающих производствах следует отметить увеличение выпуска продукции в различной степени в высокотехнологичных секторах экономики – производстве компьютеров, электронных и оптических изделий – 202,1 процента, производстве электрического оборудования (124,0 процента). Объемы выпуска продукции в нефтеперерабатывающей промышленности увеличились на 27,6 процента, в транспортном машиностроении – на 4,0 процента, в металлургии – на 5,6 процента. Кроме этого, рост промышленного производства поддержали еще 5 секторов обрабатывающих производств.

Наряду с этим, ситуация в отдельных сегментах обрабатывающего сектора ухудшилась по сравнению с прошлым годом. Сокращение выпуска отмечено в сферах производства табачных изделий (на 20,8 процента), машин и оборудования (на 14,4 процента).

### 3. Анализ

#### существующего состояния энергосистемы Ростовской области

##### 3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Ростовской области

Характеристика основных субъектов электроэнергетики.

Энергосистема Ростовской области осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Ростовской области и входит в состав ОЭС Юга, являясь одной из крупнейших энергосистем на юге России.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 1 января 2019 г. составила 7245,92 мегаватт (первое место в ОЭС Юга). Прирост установленной мощности с 1 января 2018 г. обусловлен вводом в работу блока №4 Ростовской АЭС установленной мощностью 1030,27 мегаватт. По величине потребления электроэнергии энергосистема Ростовской области (19,36 млрд кВт·ч) уступает лишь энергосистеме Краснодарского края (27,71 млрд кВт·ч).

Генерирующие компании.

На территории Ростовской области действуют следующие генерирующие компании:

- АО «Концерн Росэнергоатом» (Ростовская АЭС);
  - ПАО «ОГК-2» (Новочеркасская ГРЭС);
  - ООО «Волгодонская тепловая генерация» (Волгодонская ТЭЦ-2);
  - ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» (Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (районная котельная № 3);
  - ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (Цимлянская ГЭС);
  - ООО «Шахтинская ГТЭС» (Шахтинская ГТЭС);
  - АО «ГТ Энерго» (Новочеркасская ГТ ТЭЦ);
  - ООО «Ростсельмашэнерго» (ТЭЦ завода «Ростсельмаш»).
- Электросетевые компании.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Юга (далее – МЭС Юга) осуществляет ремонтно-эксплуатационное обслуживание магистральных электрических сетей на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов. На территории Ростовской области действует филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ростовское предприятие магистральных электрических сетей (далее – Ростовское ПМЭС). В зону обслуживания Ростовского ПМЭС входят Ростовская область и Республика Калмыкия. В эксплуатации Ростовского ПМЭС находятся 4661,21 километра линий электропередачи напряжением 110 – 500 кВ, 25 подстанций напряжением 220 – 500 кВ общей трансформаторной мощностью 8363,98 МВА.

Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго», в эксплуатации которого находятся электрические сети 110 кВ и ниже, осуществляет:

электроснабжение промышленных предприятий, объектов социальной сферы и населения области на напряжении 110 кВ и ниже;

электроснабжение электрифицированной железной дороги с узловыми станциями Ростов-на-Дону, Батайск, Лихая;

подачу электричества для работы газокompрессорных станций и магистральных газопроводов, нефтеперекачивающих станций и магистральных нефтепроводов, проходящих по территории области.

В зоне ответственности филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» находятся 8 производственных отделений:

- 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»,
- ПО «Северные электрические сети».

Второй энергоснабжающей организацией, осуществляющей свою деятельность на территории Ростовской области, является АО «Донэнерго». Основная задача АО «Донэнерго» – качественное и бесперебойное обеспечение электроэнергией населения, промышленных предприятий, объектов социальной

сферы на напряжении 0,4 – 10 кВ. В состав АО «Донэнерго» входит филиал «Тепловые сети» и 10 филиалов межрайонных электрических сетей.

Системный оператор.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики осуществляют:

филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Ростовской области и Республики Калмыкия» (далее – Ростовское РДУ);

филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга» (далее – ОДУ Юга).

Энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики электроэнергии.

На территории Ростовской области свою деятельность осуществляет энергосбытовая компания ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону», имеющая статус гарантирующего поставщика электрической энергии, а также АО «АтомЭнергоСбыт», АО «АЭМ-технологии», АО «Транссервисэнерго», АО «ЭК «Восток», ООО «ЕЭС-Гарант», ООО «МагнитЭнерго», ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО», ПАО «МосэнергоСбыт», ООО «ЭнергоЭффективность», ООО «ЭПМ-Энерго», ООО «Центрэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «РГМЭК» и другие.

### 3.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области, структура электропотребления по основным группам потребителей, перечень основных крупных потребителей за последние 5 лет

#### 3.2.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области

Объем потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за 2018 год составил 19 363 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области за период 2014 – 2018 годов представлена в таблице № 3 и на рис. 1.

Таблица № 3

Показатели		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Электропотребление	млн кВт·ч	17849,5 0	17971,4 0	18529,8 0	18570,5 0	19362,7 0
Абсолютный прирост электропотребления	млн кВт·ч	–	122,90	558,40	40,70	792,20
Среднегодовые темпы прироста электропотребления	процент тов	–	0,68	3,11	0,20	4,27

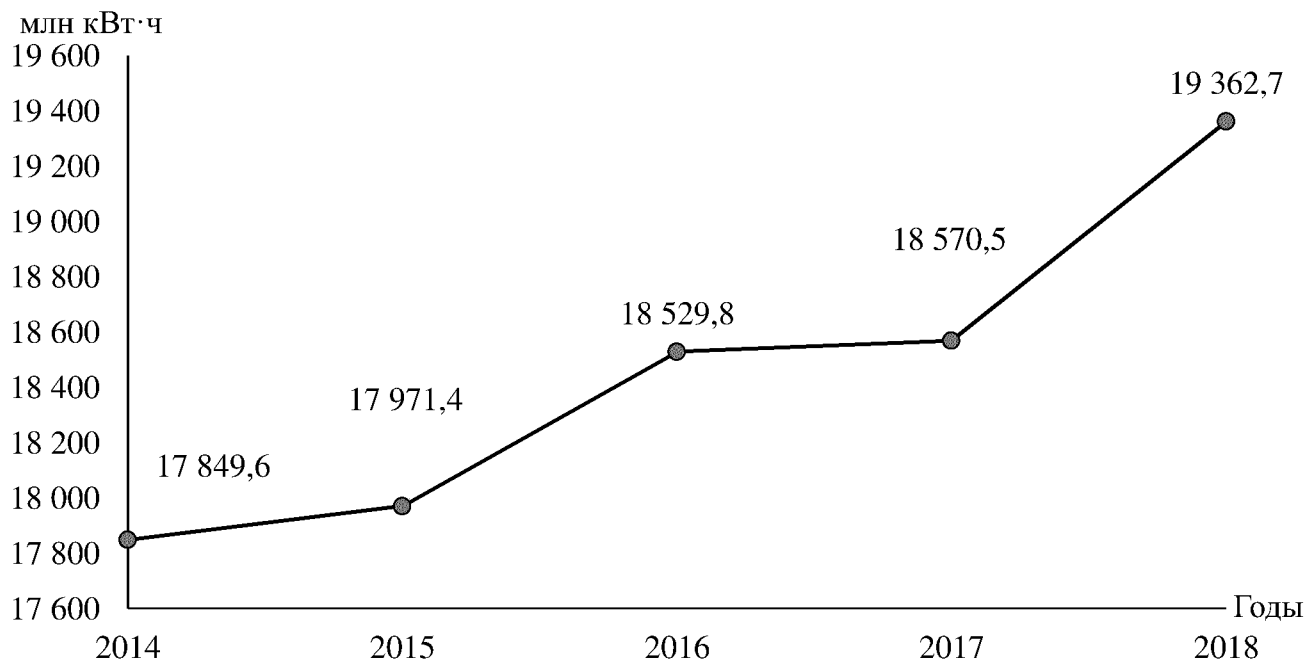


Рис. 1.

Увеличение потребления по энергосистеме Ростовской области в 2018 году зафиксировано за счет увеличения потребления Ростовской АЭС на 503,6 млн кВт·ч (+41,0 процента), потребления населения и мелкомоторной нагрузкой и приравненных к ним групп потребителей (ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» (ОАО «Энергосбыт Ростовэнерго») на 108,8 млн кВт·ч (+0,9 процента), ООО «Ростовский электрометаллургический завод» на 92,6 млн кВт·ч (+85,1 процента), ОАО «РЖД» на 66,9 млн кВт·ч (+7,6 процента), ОАО «Энергопром – Новочеркасский электродный завод» на 8,8 млн кВт·ч (+2,3 процента), ПАО «Таганрогский металлургический завод» на 3,2 млн кВт·ч (+0,4 процента), филиал ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» на 1,4 млн кВт·ч (+3,0 процента). А также снижения потребления собственных нужд электрических станций на 83,2 млн кВт·ч (-7,1 процента), потребления на транспортировку нефти (ОАО «Приволжскнефтепровод», ОАО «Черномортранснефть») на 25,6 млн кВт·ч (-13,0 процента).

### 3.2.2. Структура потребления электрической энергии

При анализе структуры потребления электрической энергии в энергосистеме Ростовской области использовались официальные открытые источники, а именно официальный сайт Федеральной службы государственной статистики в цифровой информационно-коммуникационной сети «Интернет» (<http://www.gks.ru>).

В таблице № 4 приведена динамика электропотребления отдельными группами потребителей в энергосистеме Ростовской области.

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды (млн кВт·ч)	6603,1	6794,1	7073,2	7095,6	7272,4
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство (млн кВт·ч)	340,8	342,5	355,7	363,2	370,0
Строительство (млн кВт·ч)	113,6	135,4	133,0	141,3	138,0
Оптовая и розничная торговля (млн кВт·ч)	705,6	714,8	715,1	719,9	753,6
Транспорт и связь (млн кВт·ч)	1413,7	1422,3	1339,7	1342,5	1457,2
Другие виды экономической деятельности (млн кВт·ч)	2779,9	2653,9	2634,7	2632,2	2825,3
Городское и сельское население (млн кВт·ч)	3368,8	3516,2	3838,4	3979,0	3876,6
Потери в электросетях (млн кВт·ч)	2616,9	2570,3	2627,7	2645,9	2670,1

Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Ростовской области в 2018 году приведена на рис. 2.



Рис. 2.

Как видно из рис. 2, большую долю потребления электрической энергии (порядка 38 процентов) от всей потребленной в энергосистеме Ростовской области электроэнергии, составляет добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды. Наименьший расход электроэнергии в строительстве (порядка 1 процента). Населением потребляется около 21 процента электрической энергии.

Структура потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области по видам экономической деятельности за период 2014 – 2018 годов представлена на рис. 3.

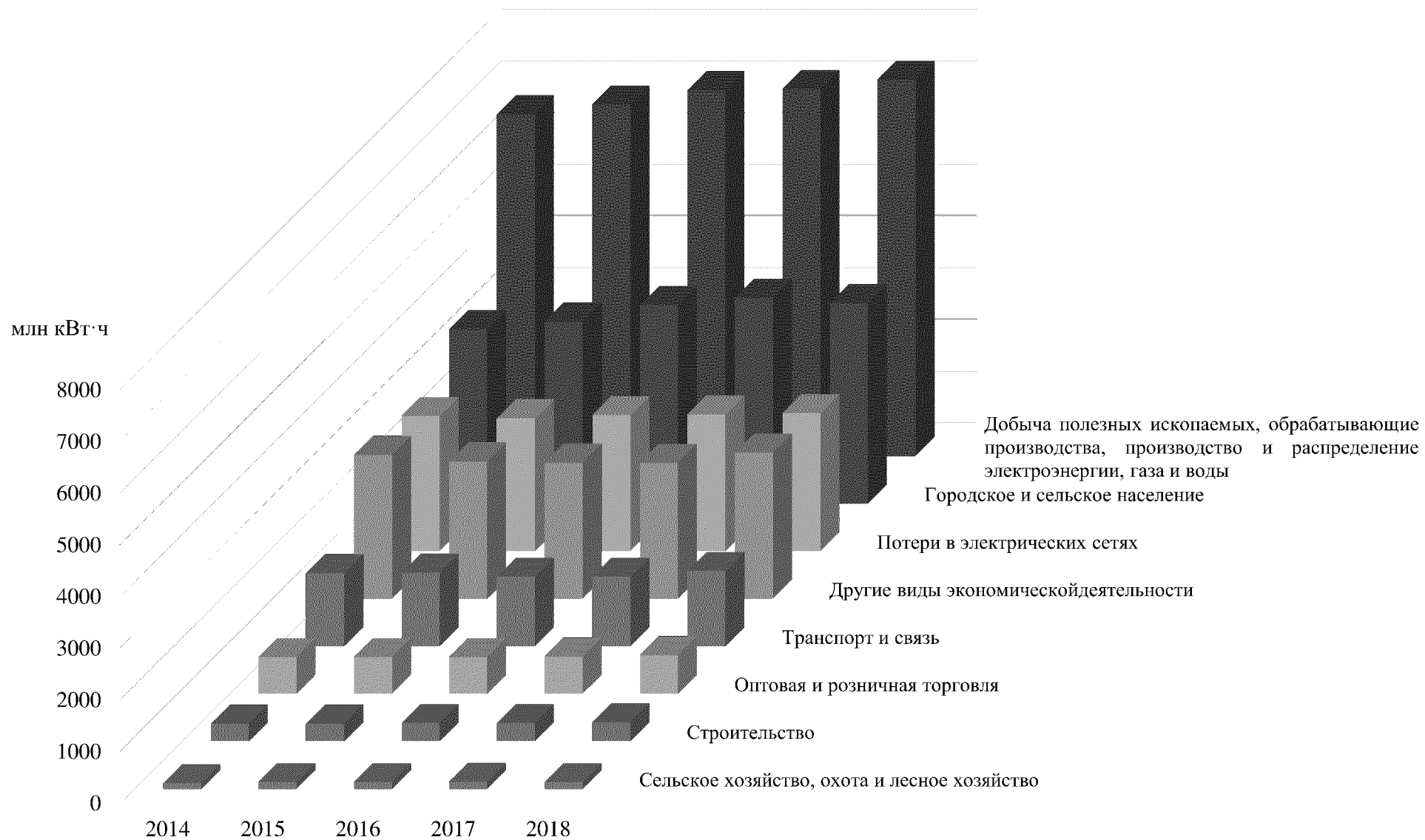


Рис. 3.

### 3.2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы Ростовской области, на период 2014 – 2018 годов приведен в таблице № 5.

Таблица № 5

Наименование потребителя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ОАО «РЖД» в границах Ростовской области (млн кВт·ч)	884,20	858,00	880,90	881,09	947,99
ООО «Ростовский электрометаллургический завод» (млн кВт·ч)	422,00	430,00	254,00	109,00	202,97
ЗАО «Алкоа Металлург Рус» (млн кВт·ч)	138,10	117,60	145,40	167,70	171,19
ПАО «Энергопром-НЭЗ» (млн кВт·ч)	323,30	347,70	367,65	375,88	384,70
ПАО «Таганрогский металлургический завод» (млн кВт·ч)	708,08	695,03	697,90	788,06	791,27
ОАО «Приволжскнефтепровод», ОАО «Черномортранснефть» (млн кВт·ч)	154,50	157,84	170,27	197,40	171,77

### 3.3. Динамика изменения максимума нагрузки и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет

Сводные данные по динамике изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области за 2014 – 2018 годы приведены в таблице № 6 и на рис. 4.

Таблица № 6

Показатели	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2014 – 2018 годы
Максимум потребления (мегаватт)	3024	2859	3013	3023	3034	–
Температура (градусов С)	-12,20	-17,90	-14,20	-12,40	-5,70	-12,50
Абсолютный прирост (снижение) потребления (мегаватт)	167	-165	154	10	11	10
Среднегодовые темпы прироста/снижения (процентов)	5,85	-5,46	5,39	0,33	0,36	0,32

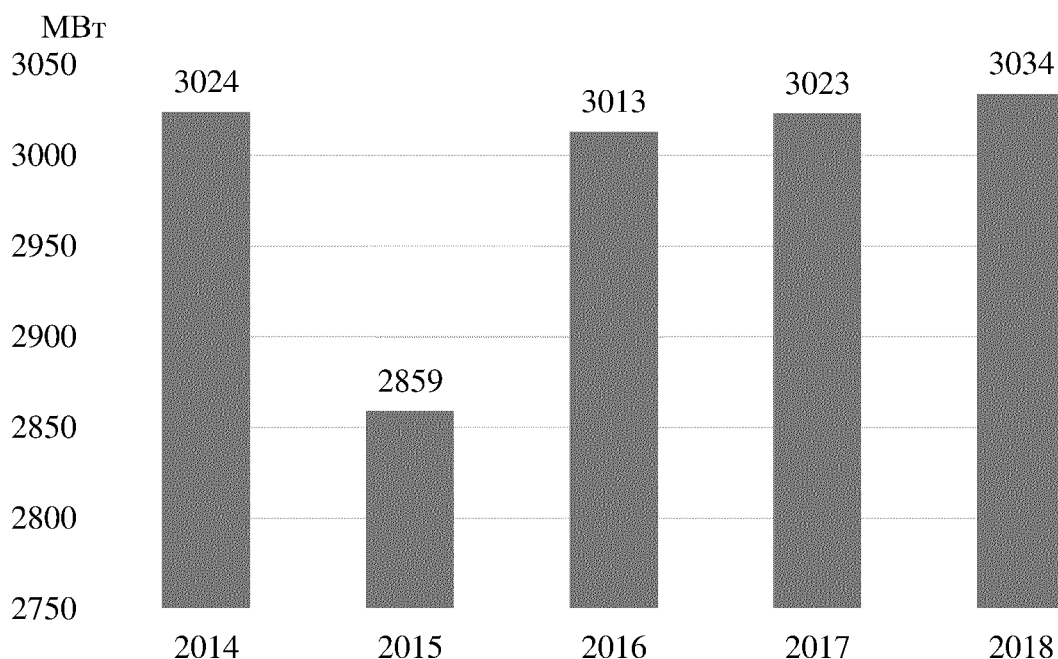


Рис. 4.

Как видно из таблицы № 6 и рис. 4, на протяжении всего рассматриваемого периода потребление энергосистемы Ростовской области не имеет постоянной тенденции роста. Среднегодовые изменения потребления колеблются от -5,46 процента до 5,85 процента. При этом следует отметить, что в целом потребление с 2014 по 2018 год осталось на прежнем уровне. Существенное влияние на максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области оказывает температурный фактор. Средняя температура при прохождении максимума потребления Ростовской области составила -12,5 градуса С.

#### 3.4. Структура установленной мощности электростанций на территории энергосистемы Ростовской области

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 1 января 2019 г. составляет 7245,92 МВт. Наиболее крупными объектами генерации являются Ростовская АЭС (4030,269 МВт) и Новочеркасская ГРЭС (2258 МВт).

В 2018 году введен в эксплуатацию блок № 4 Ростовской АЭС.

Сводные данные по установленной мощности и типам электростанций по состоянию на 1 января 2019 г. приведены на рис. 5 и в таблице № 7.

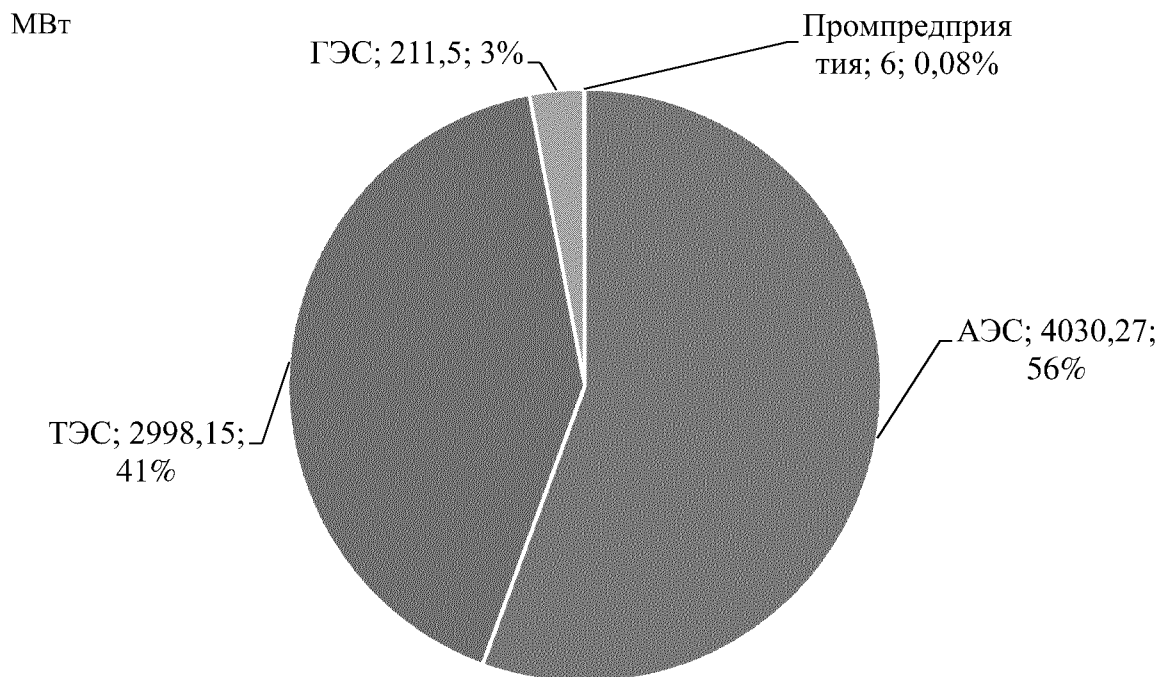


Рис. 5.

Таблица № 7

№ п/п	Наименование	Установленная мощность (мегаватт)
1.	Мощность электростанций всего в том числе:	7245,92
1.1.	АЭС	4030,27
1.2.	ТЭС	2998,15
1.3.	ГЭС	211,50
1.4.	Промышленные предприятия	6,00

Как видно из рис. 5 и таблицы № 7, основную часть генерирующих мощностей в энергосистеме Ростовской области составляют АЭС – 56 процентов, ТЭС – 41 процент. Доля ГЭС составляет 3 процента.

### 3.5. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Данные по составу генерирующего оборудования электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведены в таблице № 8.

Таблица № 8

Объект генерации	Стан- цион- ный номер	Тип турбины	Год ввода	Установленная мощность (мегаватт)
1	2	3	4	5
АО «Концерн Росэнергоатом»				
Ростовская АЭС	–	–	–	4030,269
	1	К-1000-60/1500-2	2001	1000,000
	2	К-1000-60/1500-2	2010	1000,000
	3	К-1100-60/1500-2М	2014	1000,000
	4	К-1100-60/1500-2М	2018	1030,269
ПАО «ОГК-2»				
Новочеркасская ГРЭС	–	–	–	2258,000
	1	К-300-240-1	2000	264,000
	2	К-300-240-1	1997	264,000
	3	К-300-240-2	1990	270,000
	4	К-300-240-2	1993	270,000
	5	К-300-240-2	1994	270,000
	6	К-290(310) - 23,5-3	2000	290,000
	7	К-300(325) - 23,5	2012	300,000
	9	К-330-23,5	2016	330,000
ООО «Волгодонская тепловая генерация»				
Волгодонская ТЭЦ-2	–	–	–	420,000
	1	ПТ-60-130/13	1977	60,000
	2	Т-110/120-130-3	1979	110,000
	3	Т-110/120-130-4	1980	110,000
	4	ПТ-140/165-130/15	1989	140,000
ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»				
Ростовская ТЭЦ-2	–	–	–	200,000
	1	ПТ-100/110-12,8	2016	100,000
	2	ПТ-100/110-12,8	2016	100,000
РК-3	–	–	–	5,250
	1	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,750
	2	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,750
	3	GES-ЕН 1750 G (ГПА)	2013	1,750
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»				
Цимлянская ГЭС	–	–	–	211,500
	1	ПЛ-495-ВБ-660	1952	50,000
	2	ПЛ-30/877-В-660	2001	52,500
	3	ПЛ-30/877-В-660	1999	52,500

1	2	3	4	5
	4	ПЛ-30-В-660	2012	52,500
	5	ПЛ-495-ВБ-225	1953	4,000
ООО «Группа Мегаполис»				
Шахтинская ГТЭС	–	–	–	96,900
	1	ДЖ-59ЛЗ	1999	14,700
	2	ДЖ-59ЛЗ	2001	14,900
	3	ДЖ-59ЛЗ	2010	15,000
	4	ДЖ-59ЛЗ	2010	14,800
	5	Т-12-3,6/0,12	2010	12,000
	6	Т-25/34-3,4/0,12	2012	25,500
АО «ГТ Энерго»				
Новочеркасская ГТ ТЭЦ	–	–	–	18,000
	1	ГТЭ-009М	2011	9,000
	2	ГТЭ-009М	2011	9,000
ООО «Ростсельмашэнерго»				
ТЭЦ завода «Ростсельмаш»	–	–	–	6,000
	1	Р-6-18/5,5	1931	6,000

Структура выработки электроэнергии за 2018 год в энергосистеме Ростовской области приведена в таблице № 9 и на рис. 6, 7.

Таблица № 9

Выработка электростанций, всего (млн кВт·ч)	42132	100 процентов
Структура по собственникам		
Ростовская АЭС (АО «Концерн Росэнергоатом») (млн кВт·ч)	29370	69,70
Новочеркасская ГРЭС (ПАО «ОГК-2») (млн кВт·ч)	9686	23,00
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация») (млн кВт·ч)	904	2,10
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (млн кВт·ч)	997	2,40
Цимлянская ГЭС (ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго») (млн кВт·ч)	801	1,90
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис») (млн кВт·ч)	264	0,60
Новочеркасская ГТ ТЭЦ (АО «ГТ Энерго») (млн кВт·ч)	72	0,20
Районная котельная-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (млн кВт·ч)	26	0,06
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго») (млн кВт·ч)	12	0,03
Структура по типам электростанций		
АЭС (млн кВт·ч)	29370	69,70
ТЭС (млн кВт·ч)	11961	28,40
ГЭС (млн кВт·ч)	801	1,90

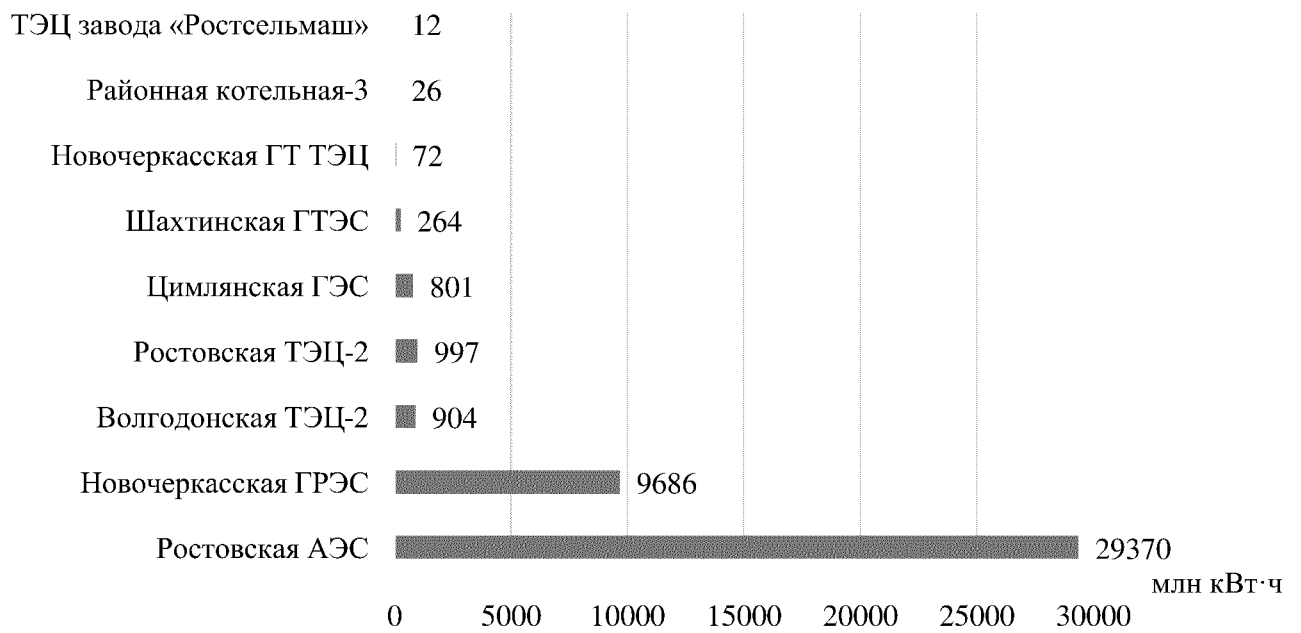


Рис. 6.

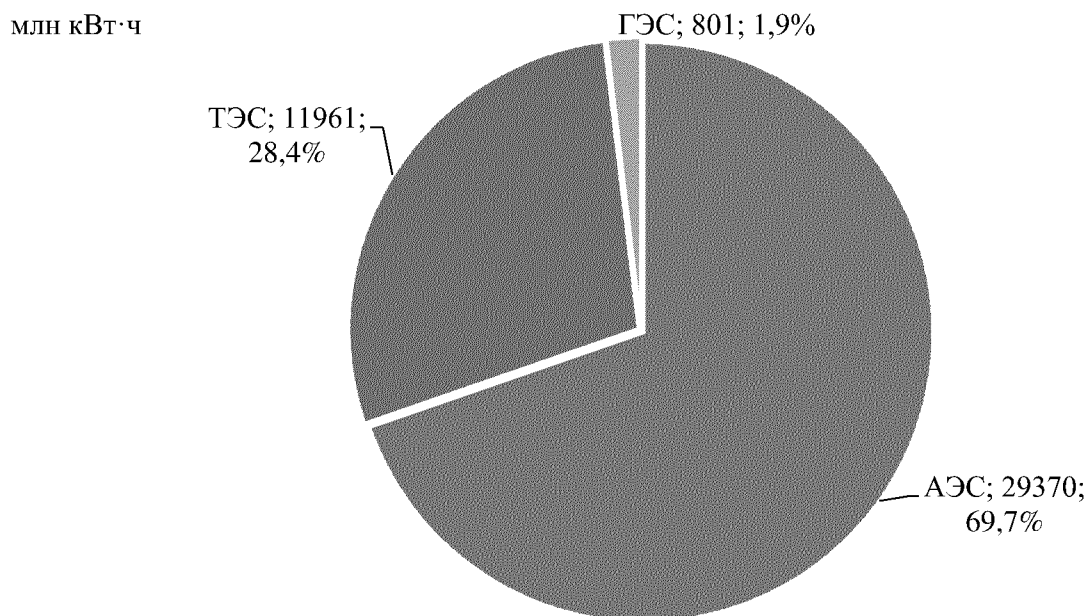


Рис. 7.

### 3.6. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Энергосистема Ростовской области является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Избыток генерации по межсистемным связям выдается в смежные энергосистемы.

Балансы электрической мощности и электроэнергии энергосистемы Ростовской области за отчетный период приведены в таблицах № 10 и 11 на рис. 8 и 9 соответственно.

Таблица № 10

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Установленная мощность (МВт)	4875,800	5966,800	5837,650	6186,650	7245,919
АЭС	2000,000	3070,000	3000,000	3000,000	4030,269
ГЭС	211,500	211,500	211,500	211,500	211,500
ТЭС	2664,300	2685,300	2626,150	2975,150	3004,150
Ограничения установленной мощности (МВт)	60,400	65,000	58,710	77,860	58,700
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	28,500	28,700	30,500	30,470	24,500
ТЭС	31,900	36,300	28,210	47,390	34,200
Повышение нагрузки фактически включенного оборудования над установленной мощностью (МВт)	175,000	147,500	152,100	210,300	256,700
Располагаемая мощность (МВт)	4990,400	6049,300	5931,100	6319,100	7443,919
АЭС	2147,200	3214,400	3139,000	3210,300	4278,800
ГЭС	183,000	182,800	181,000	181,000	187,000
ТЭС	2660,200	2652,100	2611,140	2927,800	2978,100
Рабочая мощность (МВт)	4094,900	4545,300	5326,440	5413,150	6822,600
Максимум потребления (МВт)	3024,000	2859,000	3013,000	3023,000	3034,000
Дефицит (–) / избыток (+) (МВт)	1070,900	1686,300	2313,440	2390,150	3788,600

Таблица № 11

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Электропотребление (млн кВт·ч)	17850	17971	18530	18571	19363
Собственная выработка (млн кВт·ч)	28887	31970	36085	36937	42132
Дефицит (–) / избыток (+) (млн кВт·ч)	11037	13999	17555	18366	22769

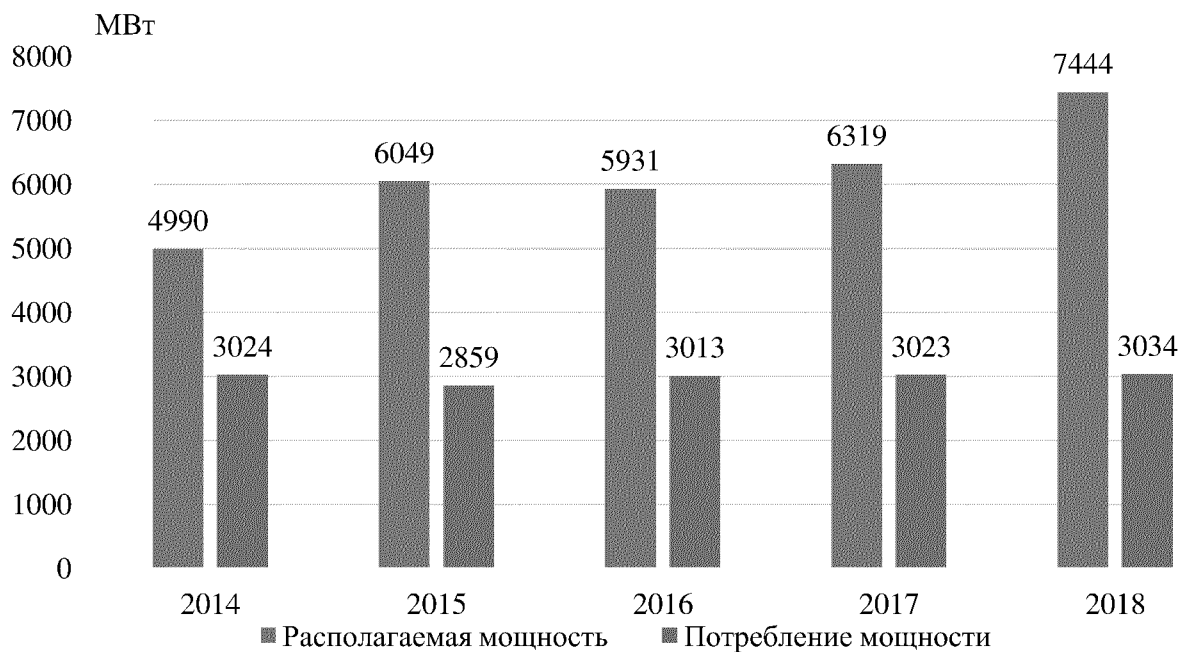


Рис. 8.

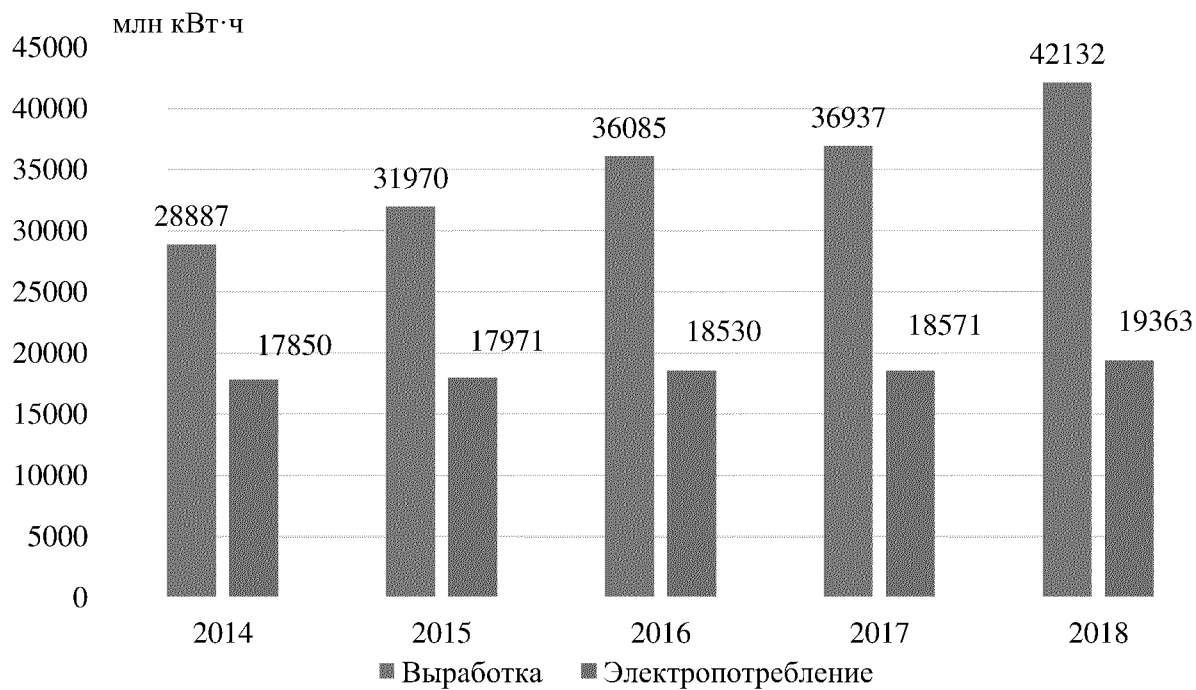


Рис. 9.

### 3.7. Основные характеристики электросетевого хозяйства Ростовской области 110 кВ и выше

Энергосистема Ростовской области осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Ростовской области и входит в состав ОЭС Юга, являясь одной из крупнейших энергосистем на юге России. Основными эксплуатирующими организациями электрических сетей являются:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ростовское предприятие магистральных электрических сетей (эксплуатирует электрические сети 220 – 500 кВ, а также межгосударственные ВЛ 110 кВ);

филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» (эксплуатирует электрические сети 110 кВ и ниже).

Перечень подстанций 110 – 500 кВ и ЛЭП 110 – 500 кВ, находящихся на территории Ростовской области, с указанием сводных данным по ним, приведен в таблицах № 12 и 13.

В рамках инвестиционной программы филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» в 2017 году завершена строительством и введена в эксплуатацию ПС 110 кВ «Спортивная» с заходами КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками, выполнена реконструкция ПС 110 кВ АС10 с увеличением трансформаторной мощности.

В рамках осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в 2017 году осуществлен ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Колодези и ПС 110 кВ Кутейниково с ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези, ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково, ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково. В рамках осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Дон-Металл» в 2017 году осуществлен ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Дон-Металл с присоединением отпайками от ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 1, 2 цепи.

В 2018 году осуществлена реконструкция ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками с заменой провода на АС-240 (71 километр), выполнено спрямление ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ВОЭЗ и ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВОЭЗ с образованием ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 (12,84 километра).

В рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в 2017 – 2018 годах были реализованы и продолжают реализовываться следующие инвестиционные проекты:

введена в работу ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская (285 километров);

введены в работу на Ростовской АЭС ШР 3\*60 Мвар, на ПС 500 кВ Ростовская ШР 4\*60 Мвар;

введена в работу ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (499 километров) с расширением ПС 500 кВ Тамань;

выполняется комплексная реконструкция ПС 220 кВ Койсуг;

выполняется реконструкция ПС 220 кВ Р-20 в части замены воздушных выключателей на элегазовые.

Таблица № 12

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения (киловольт)	Количество Т/АТ, (штук)	Установленная мощность Т/АТ (МВА)	Суммарная установленная мощность ПС (МВА)
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга					
1.	ПС 500 кВ Ростовская	500/220/10	3	167,0	501,0
		330/220/10	3	133,0	399,0
2.	ПС 500 кВ Шахты	500/220/10	6	167,0	1002,0
		220/110/10	2	125,0	250,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	100,0	100,0
3.	ПС 220 кВ А-20	220/110/10	2	125,0	250,0
4.	ПС 220 кВ А-30	220/110/10	1	63,0	63,0
5.	ПС 220 кВ Б-10	220/110/10	2	120,0 + 125,0	245,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	63,0	63,0
6.	ПС 220 кВ Вешенская-2	220/110/10	1	125,0	125,0
		110/10	1	16,0	16,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	63,0	63,0
7.	ПС 220 кВ Г-20	220/110/6	1	125,0	125,0
8.	ПС 220 кВ Городская-2	220/10	2	32,0	64,0
9.	ПС 220 кВ Донецкая	220/110/10	1	125,0	125,0
10.	ПС 220 кВ Зерновая	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/10	2	16,0 + 23,0	390,0
11.	ПС 220 кВ Зимовники	220/110/10	2	63,0	1260,0
		220/10/10 (ТПГ)	1	63,0	63,0
12.	ПС 220 кВ Койсуг	220/110/27,5	2	250,0	5000,0
13.	ПС 220 кВ НЭЗ	220	2	125,0	250,0
		110	2	800,0	1600,0
14.	ПС 220 кВ НЗБ	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/27,5	2	2x40,0	80,0
		110/6	2	2x25,0	50,0
15.	ПС 220 кВ Песчанокопская	220/110/6	2	63,0	126,0
16.	ПС 220 кВ Погорелово	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/35/27,5	2	31,5	63,0
17.	ПС 220 кВ Р-20	220/110/10	2	200,0	400,0
18.	ПС 220 кВ Р-4	220/110/10	3	250,0	750,0
		110/10	2	25,0	50,0
19.	ПС 220 кВ Р-40	220/110/10	2	125,0	250,0
20.	ПС 220 кВ Сальская	220/110/10	2	125,0	250,0
		110/10	2	25,0	50,0
21.	ПС 220 кВ Т-10	220/110/27,5	1	120,0	120,0
		220/110/10	1	125,0	125,0

1	2	3	4	5	6
22.	ПС 220 кВ Т-15	220/110/10	3	2x125,0 + + 200,0	450,0
23.	ПС 220 кВ Ш-50	220/110/10	1	125,0	125,0
24.	РП 220 кВ Волгодонск	220/10	1	5,0	5,0
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители					
25.	ПС 220 кВ ГПП-2	220/10	2	63,0	126,0
26.	ПС 220 кВ Печная	220/10	1	100,0	100,0
27.	ПС 220 кВ Т-20 Печная	220/35	1	160,0	160,0
28.	ПС 220 кВ Сысоево	220/110/10	2	90,0	180,0
		110/27,5/10	2	20,0	40,0
29.	Экспериментальная ТЭС	220/110/10	2	250,0	500,0
		110/10	2	7,5	15,0
Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»					
30.	ПС 110 кВ Центральная	110/35/6	2	10,0 + 7,5	17,5
31.	ПС 110 кВ Обливная	110/35/6	1	20,0	20,0
32.	ПС 110 кВ Василевская	110/35/10	1	10,0	10,0
33.	ПС 110 кВ Добровольская	110/35/6	2	20,0 + 25,0	45,0
34.	ПС 110 кВ Северный Портал	110/35/6	1	6,3	6,3
35.	ПС 110 кВ НС1	110/6	1	10,0	10,0
36.	ПС 110 кВ НС2	110/6	2	6,3	6,3
37.	ПС 110 кВ Приволенская	110/10	1	3,2	3,2
38.	ПС 110 кВ Глубокинская	110/10	1	2,5	2,5
39.	ПС 110 кВ Большовская	110/35/10	1	6,3	6,3
40.	ПС 110 кВ Конзаводская	110/10	1	2,5	2,5
41.	ПС 110 кВ Константиновская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
42.	ПС 110 кВ Заветинская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
43.	ПС 110 кВ Дружба	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
44.	ПС 110 кВ Мартыновская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
45.	ПС 110 кВ Хуторская	110/35/10	2	6,3 + 6,30	12,6
46.	ПС 110 кВ НС9	110/35/6	2	16,0 + 16,0	32,0
47.	ПС 110 кВ Дубенцовская	110/35/10	1	10,0	10,0
48.	ПС 110 кВ НС3	110/35/6	2	10,0 + 6,3	16,3
49.	ПС 110 кВ НС6	110/6	1	6,3	6,3
50.	ПС 110 кВ Комаровская	110/35/10	1	6,3	6,3
51.	ПС 110 кВ Октябрьская	110/10/6	2	6,3 + 6,3	12,6
52.	ПС 110 кВ Б. Ремонтное	110/10	2	7,5 + 2,5	10,0
53.	ПС 110 кВ Ремонтненская	110/35/10	2	6,3 + 10,0	16,3
54.	ПС 110 кВ Дубовская	110/35/10	1	10,0	10,0

1	2	3	4	5	6
55.	ПС 110 кВ Цимлянская	110/35/10	2	16,0 + 10,0	26,0
56.	ПС 110 кВ Денисовская	110/10	2	2,5 + 2,5	5,0
57.	ПС 110 кВ Богородская	110/10	1	2,5	2,5
58.	ПС 110 кВ КГУ	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
59.	ПС 110 кВ ВдПТФ	110/10	2	10,0 + 10,0	20,0
60.	ПС 110 кВ Искра	110/10	1	2,5	2,5
61.	ПС 110 кВ Шебалинская	110/35/10	1	6,3	6,3
62.	ПС 110 кВ Несмеяновская	110/10	1	2,5	2,5
63.	ПС 110 кВ Вербовая	110/10	1	2,5	2,5
64.	ПС 110 кВ Харьковская	110/35/10	1	10,0	10,0
65.	ПС 110 кВ Малая Лучка	110/10	1	2,5	2,5
66.	ПС 110 кВ Придорожная	110/6	1	2,5	2,5
67.	ПС 110 кВ Овцевод	110/35/10	1	10,0	10,0
68.	ПС 110 кВ Харсеевская	110/6	1	6,3	6,3
69.	ПС 110 кВ Жуковская	110/10/6	2	6,3 + 6,3	12,6
70.	ПС 110 кВ Черкассы	110/35/10	1	10,0	10,0
71.	ПС 110 кВ Наримановская	110/10	1	6,3	6,3
72.	ПС 110 кВ Стычная	110/35/10	1	10,0	10,0
73.	ПС 110 кВ Г2	110/35/6	2	31,5 + 40,0	71,5
74.	ПС 110 кВ Г4	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
75.	ПС 110 кВ Г9	110/6	1	16,0	16,0
76.	ПС 110 кВ Г10	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
77.	ПС 110 кВ Г13	110/6	2	16,0 + 16,0	32,0
78.	ПС 110 кВ Г14	110/6	1	7,5	7,5
79.	ПС 110 кВ Г15	110/6	2	10,0 + 10,0	20,0
80.	ПС 110 кВ Г18	110/6	2	6,3 + 6,3	12,6
81.	ПС 110 кВ Н1	110/6	2	25,0 + 20,0	45,0
82.	ПС 110 кВ Н4	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
83.	ПС 110 кВ Н8	110/35/6	1	25,0	25,0
84.	ПС 110 кВ Н9	110/35/10	2	16,0 + 10,0	26,0
85.	ПС 110 кВ Н13	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
86.	ПС 110 кВ Н15	110/35/10	1	10,0	10,0
87.	ПС 110 кВ Н16	110/10	2	16,0 + 6,3	22,3
88.	ПС 110 кВ Н17	110/35/10	1	16,0	16,0
89.	ПС 110 кВ Н21	110/10	1	2,5	2,5
90.	ПС 110 кВ С2	110/6	2	15,0 + 20,0	35,0
91.	ПС 110 кВ С5	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
92.	ПС 110 кВ С6	110/6	1	6,3	6,3
93.	ПС 110 кВ С7	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
94.	ПС 110 кВ Ш6	110/6	2	63,0 + 63,0	126,0
95.	ПС 110 кВ Ш8	110/35/6	2	20,0 + 20,0	40,0
96.	ПС 110 кВ Ш9	110/35/6	2	15,0 + 25,0	40,0
97.	ПС 110 кВ Ш14	110/35/27/10	2	10,0 + 20,0	30,0
98.	ПС 110 кВ Ш16	110/35/10	2	40,0 + 40,0	80,0
99.	ПС 110 кВ Ш34	110/35/10	2	25,0 + 16,0	41,0

1	2	3	4	5	6
100.	ПС 110 кВ Ш35	110/35/10	2	20,0 + 20,0	40,0
101.	ПС 110 кВ Ш36	110/10	1	2,5	2,5
102.	ПС 110 кВ Ш37	110/10	1	2,5	2,5
103.	ПС 110 кВ Ш38	110/10	1	2,5	2,5
104.	ПС 110 кВ Ш42	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
105.	ПС 110 кВ Ш43	110/6	1	6,3	6,3
106.	ПС 110 кВ Ш44	110/35/6	2	16,0 + 16,0	32,0
107.	ПС 110 кВ Ш46	110/6	2	10,0 + 10,0	20,0
108.	ПС 110 кВ Ш47	110/10	1	10,0	10,0
109.	ПС 110 кВ Ш49	110/10	1	10,0	10,0
110.	ПС 110 кВ Тарасовская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
111.	ПС 110 кВ Чеботовская	110/35/10	1	6,3	6,3
112.	ПС 110 кВ Б4	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
113.	ПС 110 кВ ЗИВ	110/6	2	16,0 + 16,0	32,0
114.	ПС 110 кВ Волченская ПТФ	110/10	2	2,50 + 2,50	5,0
115.	ПС 110 кВ Гундоровская	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
116.	ПС 110 кВ К10	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
117.	ПС 110 кВ К4	110/35/10/6	2	20,0 + 25,0	45,0
118.	ПС 110 кВ Б1	110/35/6	2	16,0 + 25,0	41,0
119.	ПС 110 кВ Б3	110/35/10	3	40,0 + 31,5 + + 40,5	112,0
120.	ПС 110 кВ Б5	110/35/6	2	16,0 + 20,0	36,0
121.	ПС 110 кВ Богатовская ПТФ	110/10	1	10,0	10,0
122.	ПС 110 кВ Голово- Калитвинская	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
123.	ПС 110 кВ Б2	110/6	1	16,0	16,0
124.	ПС 110 кВ Б8	110/35/6	2	15,0 + 20,0	35,0
125.	ПС 110 кВ Б12	110/35/6	2	25,0 + 25,0	50,0
126.	ПС 110 кВ Б11	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
127.	ПС 110 кВ Милютинская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
128.	ПС 110 кВ Обливская ПТФ	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
129.	ПС 110 кВ Обливская-1	110/35/10	1	6,3	6,3
130.	ПС 110 кВ Советская-2	110/35/10	1	10,0	10,0
131.	ПС 110 кВ ГПП1	110	–	–	–
132.	ПС 110 кВ Сулин	110/35/10	1	16,0	16,0
133.	ПС 110 кВ Суходольная	110/10	2	25,0 + 25,0	50,0
134.	ПС 110 кВ Сохрановская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
135.	ПС 110 кВ Ал. Лозовская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
136.	ПС 110 кВ В. Свечниковская	110/35/10	1	10,0	10,0

1	2	3	4	5	6
137.	ПС 110 кВ Вешенская-1	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
138.	ПС 110 кВ ГОК	110/35/10	2	40,0 + 40,0	80,0
139.	ПС 110 кВ Дегтевская	110/10	1	6,3	6,3
140.	ПС 110 кВ Индустрия	110/35/10	1	10,0	10,0
141.	ПС 110 кВ Казанская	110/35/10	1	10,0	10,0
142.	ПС 110 кВ Калининская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
143.	ПС 110 кВ Каргинская	110/35/10	1	10,0	10,0
144.	ПС 110 кВ Кашарская	110/35/10	2	10, + 16,0	26,0
145.	ПС 110 кВ Колодезянская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
146.	ПС 110 кВ Макеевская	110/10	1	6,3	6,3
147.	ПС 110 кВ Маяк	110/35/10	1	6,3	6,3
148.	ПС 110 кВ Миллеровская	110/10	1	10,0	10,0
149.	ПС 110 кВ Новоселовская	110/10	1	2,5	2,5
150.	ПС 110 кВ НСЗ	110/35/10	1	16,0	16,0
151.	ПС 110 кВ Промзона	110/10	2	25,0 + 25,0	50,0
152.	ПС 110 кВ Тиховская	110/35/10	2	10 + 10	20,0
153.	ПС 110 кВ Туриловская	110/10	1	3,2	3,2
154.	ПС 110 кВ Чертковская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
155.	ПС 110 кВ АС1	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
156.	ПС 110 кВ АС10	110/10	2	40,0 + 40,0	80,0
157.	ПС 110 кВ АС11	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
158.	ПС 110 кВ АС12	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
159.	ПС 110 кВ АС15	110/10	2	25,0 + 25,0	50,0
160.	ПС 110 кВ АС4	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
161.	ПС 110 кВ АС6	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
162.	ПС 110 кВ БГ1	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
163.	ПС 110 кВ БГ2	110/35/10	2	10,0+ 6,3	16,3
164.	ПС 110 кВ БГ6	110/10	2	2,5 + 2,5	5,0
165.	ПС 110 кВ БТ1	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
166.	ПС 110 кВ БТ2	110/35/6	2	25,0 + 40,0	65,0
167.	ПС 110 кВ БТ3	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
168.	ПС 110 кВ В1	110/35/10/6	2	16,0 + 16,0	32,0
169.	ПС 110 кВ В10	110/35/10	1	10,0	10,0
170.	ПС 110 кВ В2	110/10	2	2,5 + 2,5	5,0
171.	ПС 110 кВ ГТП	110/35/10	3	40,0 + 40,0 + + 20,0	100,0
172.	ПС 110 кВ КС3	110/6	2	40,0 + 31,5	71,5
173.	ПС 110 кВ НГ4	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
174.	ПС 110 кВ НГ5	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
175.	ПС 110 кВ НГ6	110/6	2	6,3 + 6,3	12,6
176.	ПС 110 кВ НГ8	110/6	2	6,3 + 6,3	12,6
177.	ПС 110 кВ Р1	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
178.	ПС 110 кВ Р10	110/10/10	2	40,0 + 40,0	80,0
179.	ПС 110 кВ Р12	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
180.	ПС 110 кВ Р16	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
181.	ПС 110 кВ Р17	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0

1	2	3	4	5	6
182.	ПС 110 кВ Р19	110/10/10	2	40,0 + 40,0	80,0
183.	ПС 110 кВ Р2	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
184.	ПС 110 кВ Р22	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
185.	ПС 110 кВ Р23	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
186.	ПС 110 кВ Р24	110/6/6	2	25,0 + 25,0	50,0
187.	ПС 110 кВ Р25	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
188.	ПС 110 кВ Р26	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
189.	ПС 110 кВ Р28	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
190.	ПС 110 кВ Р29	110/10/10	2	16,0 + 16,0	32,0
191.	ПС 110 кВ Р3	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
192.	ПС 110 кВ Р31	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
193.	ПС 110 кВ Р32	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
194.	ПС 110 кВ Р33	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
195.	ПС 110 кВ Р35	110/10/6	2	25,0 + 25,0	50,0
196.	ПС 110 кВ Р37	110/10/6	2	40,0 + 25,0	65,0
197.	ПС 110 кВ Р38	110/10	2	10,0 + 6,3	16,3
198.	ПС 110 кВ Р5	110/6/6	2	40,0 + 40,0	80,0
199.	ПС 110 кВ Р6	110/10/10	2	25,0 + 25,0	50,0
200.	ПС 110 кВ Р7	110/35/6	2	63,0 + 63,0	126,0
201.	ПС 110 кВ Р8	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
202.	ПС 110 кВ СМ2	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
203.	ПС 110 кВ СМ1	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
204.	ПС 110 кВ СМ3	110/35/6	2	10,0 + 10,0	20,0
205.	ПС 110 кВ СМ4	110/10	1	2,5	2,5
206.	ПС 110 кВ Р27	110/10/6	2	40,0 + 40,0	80,0
207.	ПС 110 кВ АР3	110/35/10	2	10,0 + 16,0	26,0
208.	ПС 110 кВ Волочаевская	110/35/10	1	10,0	10,0
209.	ПС 110 кВ Ганчуковская	110/35/10	1	6,3	6,3
210.	ПС 110 кВ Екатериновская	110/35/6	2	16,0 + 16,0	32,0
211.	ПС 110 кВ Куберле-2	110/35/10	1	10,0	10,0
212.	ПС 110 кВ НС1	110/35/6	2	10,0 + 10,0	20,0
213.	ПС 110 кВ Орловская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
214.	ПС 110 кВ Пролетарская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
215.	ПС 110 кВ Развиленская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
216.	ПС 110 кВ Сандатовская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
217.	ПС 110 кВ Трубецкая	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
218.	ПС 110 кВ Уютненская	110/10	1	2,5	2,5
219.	ПС 110 кВ Черкесская	110/10	1	6,3	6,3
220.	ПС 110 кВ Целинская	110/35/10	2	25,0 + 25,0	50,0
221.	ПС 110 кВ Алексеевская	110/35/10	2	16,0 + 16,0	32,0
222.	ПС 110 кВ Дарагановская	110/35/10	1	16,0	16,0
223.	ПС 110 кВ Ефремовская	110/10	1	6,3	6,3

1	2	3	4	5	6
224.	ПС 110 кВ Искра	110/10	1	2,5	2,5
225.	ПС 110 кВ Латоновская	110/35/10	2	6,3 + 6,3	12,6
226.	ПС 110 кВ Лиманная	110/10	1	6,3	6,3
227.	ПС 110 кВ Некрасовская	110/10	1	6,3	6,3
228.	ПС 110 кВ Новиковская	110/35/10	1	10,0	10,0
229.	ПС 110 кВ Носовская	110/10	1	10,0	10,0
230.	ПС 110 кВ Отраденская	110/10	1	6,3	6,3
231.	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/6	2	16,0 + 16,0	32,0
232.	ПС 110 кВ Рябиновская	110/35/10	1	6,3	6,3
233.	ПС 110 кВ Самбек	110/10	2	16,0 + 10,0	26,0
234.	ПС 110 кВ Синявская	110/35/10	2	5,6 + 10,0	15,6
235.	ПС 110 кВ Т1	110/35/6	2	40,0 + 20,0	60,0
236.	ПС 110 кВ Т11	110/35/6	2	31,5 + 31,5	63,0
237.	ПС 110 кВ Т13	110/35/6	2	31,5 + 40,0	71,5
238.	ПС 110 кВ Троицкая-1	110/35/10	1	16,0	16,0
239.	ПС 110 кВ Т17	110/6	2	10,0 + 16,0	26,0
240.	ПС 110 кВ Т24	110/35/6	1	31,5	31,5
241.	ПС 110 кВ Т25	110/35/6	2	40,0 + 40,0	80,0
242.	ПС 110 кВ Т26	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
243.	ПС 110 кВ Т27	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
244.	ПС 110 кВ Т5	110/6	2	16,0 + 16,0	32,0
245.	ПС 110 кВ Т9	110/6	2	25,0 + 25,0	50,0
246.	ПС 110 кВ Федоровская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
247.	ПС 110 кВ Чалтырь	110/35/10	2	25,0 + 16,0	41,0
248.	ПС 110 кВ Т10 тяговая	110/35	1	40,0	40,0
249.	ПС 110 кВ Егорлыкская	110/35/10	2	10,0 + 10,0	20,0
250.	ПС 110 кВ Роговская	110/35/10	1	10,0	10,0
251.	ПС 110 кВ Балкогрузская	110/35/10	1	6,3	6,3
252.	ПС 110 кВ А1	110/35/6	2	50,0 + 40,0	90,0
253.	ПС 110 кВ А25	110/6	2	10,0 + 10,0	20,0
254.	ПС 110 кВ А26	110/10	2	40,0 + 40,0	80,0
255.	ПС 110 кВ А31	110/135/10	1	16,0	16,0
256.	ПС 110 кВ А32	110/35/10	1	10,0	10,0
257.	ПС 110 кВ НС1	110/10/6	2	6,3 + 6,3	12,6
258.	ПС 110 кВ НС2	110/10/6	1	10,0	10,0
259.	ПС 110 кВ НС3	110/35/10/6	2	16,0 + 6,3	22,3
260.	ПС 110 кВ Самарская	110/35/10	1	10,0	10,0
261.	ПС 110 кВ А12	110/10	2	16,0 + 16,0	32,0
262.	ПС 110 кВ ЗР10	110/10	2	6,3 + 6,3	12,6
263.	ПС 110 кВ ЗР14	110/35/10	1	10,0	10,0
264.	ПС 110 кВ ЗР15	110/10	1	6,3	6,3
265.	ПС 110 кВ ЗР3	110/10	1	6,3	6,3
266.	ПС 110 кВ Манычская	110/10	1	6,3	6,3

1	2	3	4	5	6
267.	ПС 110 кВ Краснолученская	110/35/10	1	16,0	16,0
268.	ПС 110 кВ Полячки	110/10	1	6,3	6,3
269.	ПС 110 кВ Звонкая	110/35/10	1	10,0	10,0
270.	ПС 110 кВ БОС	110/10	1	6,3	6,3
271.	ПС 110 кВ Юбилейная	110/35/10	1	10,0	10,0
272.	ПС 110 кВ Спортивная	110/10	2	40,0	80,0
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители					
273.	ПС 110 кВ Колодези	110/27,5/10	2	40,0	80,0
274.	ПС 110 кВ Кутейниково	110/27,5/10	2	40,0	80,0
275.	ПС 110 кВ КПО	110/10	2	10,0 + 16,0	26,0
276.	ПС 110 кВ Синегорская	110/6/6	2	10,0	20,0
277.	ПС 110 кВ Городская	110/10	2	40,0	80,0
278.	ПС 110 кВ Водозабор	110/10	2	25,0	50,0
279.	ПС 110 кВ ЮЗР	110/10/6	2	25,0	50,0
280.	ПС 110 кВ ГТП2	110/6	2	16,0	32,0
281.	ПС 110 кВ ГТП3	110/6/6	2	40,0	80,0
282.	ПС 110 кВ ГТП4	110/6	2	10,0	20,0
283.	ПС 110 кВ Каменская ТЭЦ	110/6	2	25,0 + 36,0	61,0
		110/35	1	40,0	40,0
		110/35/6	1	63,0	63,0
284.	ПС 110 кВ Промбаза-1	110/10	2	16,0	32,0
285.	ПС 110 кВ Промбаза-2	110/10	1	25,0	25,0
286.	ПС 110 кВ РСМ	110/6	2	40,0	80,0
287.	ПС 110 кВ ГПП2	110/6	2	20,0 + 25,0	45,0
288.	ПС 110 кВ ГПП3	110/6	1	40,0	40,0
289.	ПС 110 кВ ГПП4	110/6/6	2	25,0	50,0
290.	ПС 110 кВ Промзона-2	110/10	2	16,0	32,0
291.	ПС 110 кВ НЗПМ	110/35/6	2	25,0	50,0
292.	ПС 110 кВ Ш29	110/6	2	10,0	20,0
293.	ПС 110 кВ Ш45	110/6/6	2	25,0	50,0
294.	ПС 110 кВ С1	110/6	2	15,0 + 16,0	31,0
295.	ПС 110 кВ Ясногорская	110/35/6	2	16,0	32,0
296.	ПС 110 кВ Карьер	110/6	1	6,3	6,3
297.	ПС 110 кВ Дон-Металл	110/35	2	10,0 + 25,0	35,0
298.	ПС 110 кВ Двойная Тяговая	110/27,5/10	2	25,0	50,0
299.	ПС 110 кВ Зимовники тяговая	110/27,5/10	2	25,0	50,0
300.	ПС 110 кВ Заводская	110/10/10	2	25,0	50,0
301.	ПС 110 кВ Замчалово	110/35/27,5	2	40,0	80,0
302.	ПС 110 кВ Лесостепь	110/35/27,5	2	40,0	80,0
303.	ПС 110 кВ Матвеев Курган	110/35/27,5	2	25,0	50,0
304.	ПС 110 кВ НЗНП	110/6/6	2	40,0	80,0
305.	ПС 110 кВ НПС-3	110/10/10	2	25,0	50,0
306.	ПС 110 кВ Приморская	110/10/6	2	40,0	80,0
307.	ПС 110 кВ Р41	110/6	2	10,0	20,0
308.	ПС 110 кВ С3	110/10	2	10,0	20,0
309.	ПС 110 кВ Стройбаза-1	110/6	2	16,0	32,0

1	2	3	4	5	6
310.	ПС 110 кВ Хапры	110/27,5/10	2	31,5	63,0
311.	ПС 110 кВ ЦОФ	110/6	2	10,0	20,0
312.	ПС 110 кВ Шахта Быстринская	110/6/6	2	16,0	32,0
313.	ПС 110 кВ Ш28	110/10/10	2	25,0	50,0
Итого мощность автотрансформаторов (трансформаторов) (мегавольт-ампер)					
мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 500 киловольт					1503,0
мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 330 киловольт					399,0
мощность автотрансформаторов (трансформаторов) 220 киловольт					6766,0
мощность трансформаторов 110 киловольт					9416,3

Таблица № 13

№ п/п	Наименование ЛЭП	Протяженность (километров)	Марка провода
1	2	3	4
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга			
1.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская	285,824	3*АС-300/66, 2*АС-500/66, 3*АС-330/43
2.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1	248,918	3хАС 330/43
3.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2	250,113	3хАС 330/43, 2хАС500/336
4.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	308,515	3хАС330/43
5.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	44,965	3хАС330/43
6.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	243,252	3хАС330/43
7.	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	209,640	3хАС330/43
8.	ВЛ 500 кВ Победа – Шахты	63,100	3хАС330/43
9.	ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская	86,400	3хАС 300/66
10.	ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	498,667	3АС 300/66, АС-500/336
11.	ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	222,200	3хАС300/66
12.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская	50,500	2хАСО-400/51
13.	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк	99,629	2хАСО-400
14.	ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская	73,000	2хАС-400/51, 2хАСО-400
15.	ВЛ 220 кВ Староминская – А-30	37,200	АС-300
16.	ВЛ 220 кВ А-20 – А-30	30,800	АС-300
17.	ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10	234,100	АСО-300
18.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово	60,900	АСО-300
19.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск	12,280	АСО-300
20.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Зимовники	42,480	АСО-300
21.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская	160,440	АС-300, АС-400
22.	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	58,700	АСТ-400/51
23.	ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2	55,396	АС-300
24.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская-2	8,300	АСУ-300
25.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники	43,600	АСО-300
26.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Городская-2	21,420	АС-300, АС-400
27.	ВЛ 220 кВ Б-10 – Г-20	56,700	АСО-300

1	2	3	4
28.	ВЛ 220 кВ зерновая – Сальская	134,000	АСО-300
29.	ВЛ 220 кВ Зимовники – Элиста Северная	174,800	АС-300
30.	КВЛ 220 кВ Койсуг – Крыловская	31,500	АС-300, НХСНВМК- Н2F 1x630/150 127/220
31.	КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20	24,600	АС-300, НХСНВМК- Н2F 1x630/150 127/220
32.	КВЛ 220 кВ Койсуг – зерновая	48,400	АСО-300, АСО-400, НХСНВМК- Н2F 1x630/150 127/220
33.	ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сыроево	43,101	АСО-400
34.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь	36,500	АС-500, 2xНХСНВМК- W 1x300/150
35.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь	36,550	АС-500, 2xНХСНВМК- W 1x300/150
36.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь	66,100	АСО-400, НХСНВМК- Н2F 1x1000/150 127/220
37.	КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь	63,800	АСО-400, НХСНВМК- Н2F 1x1000/150 127/220
38.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ I цепь	15,030	АС-300
39.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ II цепь	15,030	АС-300
40.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ	30,900	АСО-500
41.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты I цепь	47,300	АС-400
42.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Шахты II цепь	47,300	АС-400
43.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 I цепь	69,800	АСО-400
44.	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-20 II цепь	69,800	АСО-400
45.	ВЛ 220 кВ Сальская – Песчанокопская	78,100	АСО-300
46.	ВЛ 220 кВ Погорелово – Донецкая	37,500	АСО-300
47.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск I цепь	32,070	АС-300, АС-400
48.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Волгодонск II цепь	32,470	АС-300, АС-400
49.	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково	42,350	АСО-300, АСО-400
50.	ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20	22,400	АС-300
51.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I цепь	51,600	АС-300
52.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II цепь	51,600	АС-300
53.	ВЛ 220 кВ Р-40 – Ростовская	40,680	АС-300
54.	ВЛ 220 кВ Ростовская – Т-15	70,919	АС-300

1	2	3	4
55.	КВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40	9,900	АСО-300, 2xНХСНВМК- W 1x300/150
56.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская I цепь	28,500	АС-300
57.	ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская II цепь	28,500	АС-300
58.	ВЛ 220 кВ Великоцкая – Сысоево	17,000	АС-300
59.	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15	41,500	АСО-300
60.	ВЛ 220 кВ Т-10 – Т-15	7,760	АСО-300
61.	ВЛ 220 кВ Ея Тяговая – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая	9,080	АСО-300
62.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2	21,300	АС-300
63.	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	140,800	АСУ-300
64.	ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	21,700	АСУ-300
65.	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	63,500	АСО-400
66.	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	54,500	АСО-300
67.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20	27,600	АСО-300
68.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты	33,900	АСО-300
69.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Ш-50	20,520	АСО-300
70.	ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – НЗБ	46,800	АСО-500
71.	ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино	28,240	АС-150
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители			
72.	ВЛ 220 кВ Шахты – Печная	16,000	АС-240
73.	КЛ 220 кВ Т-10 – Т-20 Печная	3,450	АПвПу2г- 1x400/120
74.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП-2 I цепь	1,900	АСУ-300
75.	ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ГПП-2 II цепь	1,900	АСУ-300
филиал ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»			
76.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Центральная	1,300	АС-120
77.	ВЛ 110 кВ Центральная – Цимлянская	10,100	АС-120
78.	ВЛ 110 кВ Цимлянская – Искра	16,200	АС-150, АС-185
79.	ВЛ 110 кВ Искра – Черкассы	21,100	АС-120
80.	ВЛ 110 кВ Черкассы – Стычная	35,100	АС-120
81.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	38,700	АС-120
82.	ВЛ 110 кВ Северный Портал – Мартыновская	21,900	АС-185, АС-205, АС-240
83.	ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1	12,840	АС-300
84.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками	71,000	АС-240
85.	ВЛ 110 кВ Константиновская – Ш14	27,800	АС-120/19
86.	ВЛ 110 кВ КГУ – Константиновская	11,500	АС-120
87.	ВЛ 110 кВ СМ2 – КГУ	13,700	АС-120
88.	ВЛ 110 кВ Дубенцовская – Большовская	10,500	АС-120, АСУС-185
89.	ВЛ 110 кВ Обливная – Дубенцовская	17,000	АС-70
90.	ВЛ 110 кВ Обливная – Комаровская	17,000	АС-70
91.	ВЛ 110 кВ СМ3 – Комаровская	10,700	АС-95/16
92.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Обливная	23,500	АС-95/16
93.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Октябрьская	16,300	АС-240
94.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Ганчуковская	18,500	АС-150

1	2	3	4
95.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – НС1	17,900	АС-150
96.	ВЛ 110 кВ Мартыновская – Несмеяновская	17,300	АС-70
97.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Дружба	19,600	АС-95
98.	ВЛ 110 кВ Дружба – Дубовская	24,900	АС-185
99.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Харьковская с отпайкой на ПС Василевская	28,000	АС-150
100.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	38,300	АС-120
101.	ВЛ 110 кВ Наримановская – Конзаводская	23,600	АС-95
102.	ВЛ 110 кВ Конзаводская – НС6	10,100	АС-95
103.	ВЛ 110 кВ Зимовники – НС3	30,400	АС-95
104.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Хуторская с отпайкой на ПС Глубокинская	58,500+0,900	АС-185, АС-120, АС-150
105.	ВЛ 110 кВ Хуторская – Ремонтненская с отпайкой на ПС Приволенская	65,500+0,030	АС-120, АС-150
106.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное	20,800	АС-150
107.	ВЛ 110 кВ Б. Ремонтное – Элиста Западная с отпайкой на ПС Богородская	14,900+2,700	АС-120
108.	ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Денисовская	30,000	АС-120
109.	ВЛ 110 кВ Денисовская – Овцевод	17,600	АС-120, АЖ-120
110.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – ВдПТФ	12,500	АС-120
111.	ВЛ 110 кВ ВдПТФ – Стройбаза-1	15,200	АС-240
112.	ВЛ 110 кВ Стройбаза-1 – Жуковская	7,900	АС-120, АС-240
113.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Харсеевская с отпайкой на ПС Придорожная	9,000	АС-240
114.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками	57,000+8,600+ +16,400	АС-70, АС-120, АС-95
115.	ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская	53,500	АС-120
116.	ВЛ 110 кВ Шебалинская – Заветинская	37,000	АС-120
117.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Водозабор	2,500	АС-120
118.	ВЛ 110 кВ Водозабор – Добровольская	1,000	АС-240
119.	ВЛ 110 кВ Добровольская – Приморская	0,100	АС-240
120.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – Приморская	4,400	АС-240
121.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Городская	0,900	АС-240
122.	ВЛ 110 кВ Городская – ЮЗР	1,400	АС-240
123.	ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-1 – ЮЗР	3,300	АС-240
124.	ВЛ 110 кВ Дубовская – Ремонтная тяговая	8,000	АС-240
125.	ВЛ 110 кВ Жуковская – Ремонтная тяговая	28,000	АС-185, АС-240
126.	ВЛ 110 кВ Н16 – Ш38 с отпайкой на ПС Н1	28,090+4,150	МГ-95, АС-150
127.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш36	22,830	АС-150, АС-240
128.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Лесостепь	15,120	АС-120
129.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 I цепь	12,725	АС-240
130.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш6 II цепь	12,725	АС-240
131.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш37	22,810	АС-150

1	2	3	4
132.	ВЛ 110 кВ Н4 – Н13 с отпайкой на ПС Н1	18,600+1,930	АС-185, АС-150
133.	ВЛ 110 кВ Ш36 – Ш14	8,430	АС-150
134.	ВЛ 110 кВ Н13 – Н9	14,730	АС-185
135.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Шахты	4,280	АС-150, АС-240
136.	ВЛ 110 кВ Н9 – Ш38	25,570	АС-185
137.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш35	10,300	АС-240, АС-120
138.	ВЛ 110 кВ Ш34 – Ш35	27,660	АС-120
139.	ВЛ 110 кВ Ш46 – Ш34	6,650	АС-120
140.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 – ЗСП 1 ц.	4,670	АС-120
141.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 – ЗСП 2 ц.	4,670	АС-120
142.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 I цепь	3,800	АС-120
143.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 II цепь	3,800	АС-120
144.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н15	24,930	АС-120
145.	ВЛ 110 кВ Н9 – Н17	23,150	АС-120
146.	ВЛ 110 кВ Н15 – Н21	14,920	АС-120
147.	ВЛ 110 кВ Ш6 – ГП – Ш29 I цепь	10,915	АС-150
148.	ВЛ 110 кВ Ш6 – ГП – Ш29 II цепь	10,915	АС-150
149.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш45 с отпайкой на ПС Ш8	12,200	АС-240
150.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш28 с отпайкой на ПС Ш8	12,175	АС-240
151.	ВЛ 110 кВ Ш37 – Ш14	22,930	АС-150
152.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш9	2,340	АС-120
153.	ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Ш6 с отпайкой на ПС Ш49	6,040	АС-150
154.	ВЛ 110 кВ Шахты – Ш46	16,450	АС-240, АС-120
155.	ВЛ 110 кВ Ш14 – Ш47	2,830	АС-120
156.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш28 с отпайкой на ПС Ш16	17,360	АС-120, АС-240
157.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Ш45 с отпайкой на ПС Ш16	24,030	АС-120, АС-240
158.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Н16	19,425	М-70, АС-150
159.	ВЛ 110 кВ Н8 – Н4	5,530	АС-300
160.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С2	21,360	АС-150
161.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С7	1,500	АС-300
162.	ВЛ 110 кВ С7 – Н8	8,300	АС-300
163.	ВЛ 110 кВ С2 – Лесостепь	9,400	АС-120
164.	ВЛ 110 кВ ЦОФ – Ш9	3,860	АС-150, АС-120
165.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 I цепь с отпайкой на ПС ГСР	11,600+5,850	АС-120, АС-150
166.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – С2 II цепь с отпайкой на ПС ГСР	11,300+5,220	АС-120, АС-150
167.	ВЛ 110 кВ С2 – С5	14,470	АС-150
168.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г14 с отпайками	37,970	АС-150
169.	ВЛ 110 кВ Г-20 – С5	17,320	АС-150

1	2	3	4
170.	ВЛ 110 кВ С3 – Г4	23,480	АС-120
171.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г18	15,600	АС-120
172.	ВЛ 110 кВ Г18 – Г4	8,860	АС-120
173.	ВЛ 110 кВ С2 – НЗНП с отпайкой на ПС Ш44	28,200	АС-120
174.	ВЛ 110 кВ Н8 – НЗНП	5,040	АС-185
175.	ВЛ 110 кВ Г2 – Г15	15,200	АС-150
176.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г15 с отпайкой на ПС Г13	24,320+0,450	АС-150, АС-185
177.	ВЛ 110 кВ Экспериментальная ТЭС – Г2 с отпайкой на ПС Г13	21,500	АС-150, АС-185
178.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 – С4 I цепь	5,450	АС-185, АС-150
179.	ВЛ 110 кВ НГРЭС – С1 – С4 II цепь с отпайкой на ПС Стальная	5,450	АС-185, АС-150
180.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 I цепь	0,200	АС-150
181.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Г10 II цепь	0,200	АС-150
182.	ВЛ 110 кВ Шахты – С6	23,100	АС-150
183.	ВЛ 110 кВ С2 – ЦОФ с отпайкой на ПС Ш44	10,040	АС-120
184.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово I цепь с отпайкой на ПС К4	15,500	АС-150
185.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово II цепь с отпайкой на ПС К4	15,500	АС-150
186.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 I цепь	3,200	АС-240
187.	ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – ГПП1 II цепь	3,200	АС-240
188.	ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	31,500	АС-150
189.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 I цепь с отпайкой на ПС Дон-Металл	10,100	АС-150
190.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – К10 II цепь с отпайкой на ПС Дон-Металл	10,100	АС-150
191.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	14,800	АС-150
192.	ВЛ 110 кВ Волченская ПТФ – Замчалово	21,900	АС-150
193.	ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово	39,100	АС-150
194.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ЗИВ	6,500	АС-240
195.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ЗИВ	20,500	АС-150
196.	ВЛ 110 кВ Б1 – Б4	24,600	АС-150
197.	ВЛ 110 кВ Погорелово – Чеботовская	41,700	АЖ-120
198.	ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка	23,100+6,300	АС-185, АСУ-300
199.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ I цепь	1,100	АС-120
200.	ВЛ 110 кВ Донецкая – ДЭЗ II цепь	1,100	АС-120
201.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская I цепь	3,300	АС-120
202.	ВЛ 110 кВ Донецкая – Гундоровская II цепь	3,300	АС-120
203.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ	16,700+0,200	АС-150, АС-185
204.	ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Садкинская с отпайками	43,600 + 1,800 + 0,600	АС-185
205.	ВЛ 110 кВ Б-3 – Садкинская с отпайками	47,300 + 1,800 + 0,500	АС-150, АС-185
206.	ВЛ 110 кВ Б3 – Б2	33,300	АС-240
207.	ВЛ 110 кВ Б2 – Б5	8,200	АС-240
208.	ВЛ 110 кВ Б5 – Б8	16,000	АС-95

1	2	3	4
209.	ВЛ 110 кВ БЗ – Г14	35,900	АС-150
210.	ВЛ 110 кВ Б12 – Голово-Калитвинская	38,100	АС-120
211.	ВЛ 110 кВ Б-10 – БЗ I цепь	0,900	АСО-300
212.	ВЛ 110 кВ Б-10 – БЗ II цепь	0,900	АСО-300
213.	ВЛ 110 кВ Б8 – Б12	3,700	АС-185
214.	ВЛ 110 кВ Б12 – Б11	44,100	АС-120
215.	ВЛ 110 кВ Б11 – Милютинская	36,700	АС-120
216.	ВЛ 110 кВ Милютинская – В. Свечниковская	47,500	АС-120
217.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Советская-2	54,900	АЖ-120
218.	ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково	43,200	АС-120
219.	ВЛ 110 кВ Суровикино-220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская I	8,800	АС-120
220.	ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково	8,800	АС-120
221.	ВЛ 110 кВ Б12 – Ш. Быстрянская	4,200	АС-240
222.	ВЛ 110 кВ БЗ – Ш. Быстрянская	50,100	АС-240
223.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская I цепь	20,460	АЖ-120
224.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Сохрановская II цепь	20,480	АЖ-120
225.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Колодезянская	14,500	АС-150
226.	ВЛ 110 кВ Ал. Лозовская – Колодезянская с отпайкой на ПС Дегтевская	31,340+8,400	АС-150, АС-95
227.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Ал. Лозовская	47,310	АС-150
228.	ВЛ 110 кВ В. Свечниковская – Кашарская с отпайкой на ПС Новоселовская	49,600	АЖ-120
229.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Вешенская-1 I цепь	33,190	АС-120
230.	ВЛ 110 кВ Вешенская-1 – Вешенская-2 II цепь с отпайкой на ПС НСЗ	33,190 + 0,770	АС-120
231.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская I цепь	45,830	АС-150
232.	ВЛ 110 кВ Сысоево – Чертковская II цепь	45,830	АС-150
233.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная I цепь	27,530	АС-120
234.	ВЛ 110 кВ Тиховская – Суходольная II цепь с отпайкой на ПС Казанская	27,530 + 21,380	АС-120
235.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Каргинская	28,940	АС-120
236.	ВЛ 110 кВ Каргинская – В. Свечниковская	47,560	АС-120
237.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Тиховская	48,980	АС-150
238.	ВЛ 110 кВ Вешенская-2 – Калининская	19,320	АС-150
239.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово I цепь с отпайками	79,300	АС-150
240.	ВЛ 110 кВ Промзона – Погорелово II цепь с отпайками	79,300	АС-150
241.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево I цепь	27,050	АС-150
242.	ВЛ 110 кВ Промзона – Сысоево II цепь	27,050	АС-150
243.	ВЛ 110 кВ Маяк – Промзона	26,240	АЖ-120
244.	ВЛ 110 кВ Промзона – Туриловская	14,760	АС-95, АС-120
245.	ВЛ 110 кВ Туриловская – Сулин	25,080	АС-95, АС-120
246.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Макеевская	25,330	АС-120
247.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Маяк	30,650	АС-120, АЖ-120
248.	ВЛ 110 кВ Кашарская – Индустрия	41,790	АЖ-120
249.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 I цепь	5,500	АС-240

1	2	3	4
250.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р19 II цепь	5,500	АС-240
251.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 I цепь	7,620	АСО-400
252.	ВЛ 110 кВ Ростовская ТЭЦ-2 – Р-20 II цепь	7,620	АСО-400
253.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	27,690	АС-120
254.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	31,600	АС-120
255.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь	5,640	АСО-300
256.	ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	5,640	АСО-300
257.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р8 I цепь	4,950	АС-120
258.	ВЛ 110 кВ Р19 – Р8 II цепь	4,950	АС-120
259.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь	8,890	АС-240
260.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	8,890	АС-240
261.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 I цепь с отпайками	10,570	АС-240
262.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р23 II цепь с отпайками	10,570	АС-240
263.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь	3,100	АС-150
264.	ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь	3,100	АС-150
265.	ВЛ 110 кВ НЭЗ – ГТП I цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ	3,020	АСО-300
266.	ВЛ110 кВ НЭЗ – ГТП II цепь с отпайкой на ПС ГТПЗ	3,020	АСО-300
267.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 1 цепь	22,560	АС-150
268.	ВЛ 110 кВ ГТП – ГТП4 – НГ4 – НГ6 – Ш43 2 цепь	22,560	АС-150
269.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 I цепь	12,350	АС-150
270.	ВЛ 110 кВ НЗБ – Ш42 II цепь	12,350	АС-150
271.	ВЛ 110 кВ АС12 – Н9	16,530	АС-185
272.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29	2,370	АСО-240
273.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1	13,660	АС-240
274.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 1	11,120	АС-150, АС-240, АСО-300
275.	ВЛ 110 кВ НГ5 – КС3 с отпайками	33,480	АС-120, АС-185
276.	ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32	16,120	АС-240
277.	ВЛ 110 кВ БГ2 – АС1	23,200	АС-120
278.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р-40 с отпайками	15,820	АСО-300
279.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2	18,300	АС-120, АС-240, АСО-300
280.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р41 с отпайкой на ПС Р37	6,860	АС-240
281.	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	3,880	АС-240
282.	ВЛ 110 кВ Р-40 – ГПП4	4,200	АС-240
283.	ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37	8,050	АС-240, АСО-300
284.	ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайкой на ПС Р24	11,140	АС-150, АС-240
285.	ВЛ 110 кВ Р-40 – АС12	17,300	АС-185
286.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками	9,310	АС-185, АС-240
287.	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33	5,810	АС-185, АС-240
288.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3	4,220	АС-240
289.	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками	12,280	АС-240

1	2	3	4
290.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Р23 с отпайками	33,170	АС-120, АС-185, АС-240, АСО-300
291.	КВЛ 110 кВ Койсуг – Р22 с отпайками	24,370	АС-120, АС-185, АС-240, АСО-300, ПвПу2г-1х 800/185 - 110
292.	ВЛ 110 кВ БТ3 – БТ2	3,370	АС-120
293.	ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ3	8,750	АС-240
294.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ3	4,910	АС-240
295.	ВЛ 110 кВ БТ1 – БТ2	8,140	АС-120
296.	ВЛ 110 кВ Койсуг – АС1 с отпайками	34,980+0,423	АС-70, АС-95, АС-120, АС-150
297.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС10 с отпайкой на ПС НЗПМ	35,020	АС-120, АС-150, АС-185
298.	ВЛ 110 кВ Р-4 – АС15	4,800	АС-150, АС-185
299.	ВЛ 110 кВ АС15 – АС6	26,850	АС-150, АС-186
300.	ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками	14,440	АС-240
301.	ВЛ 110 кВ НЗБ – АС10	10,540	АС-185
302.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками	20,180	АС-120, АС-185
303.	ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ8	22,770	АС-150, АС-240, АСО-300
304.	ВЛ 110 кВ АС6 – НГ8	14,890	АС-150
305.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ2	23,200	АС-95
306.	ВЛ 110 кВ СМ4 – БГ6	13,500	АС-95
307.	ВЛ 110 кВ БГ1 – БГ6	19,000	АС-95
308.	ВЛ 110 кВ В1 – В2	8,500	АС-95, АС-120
309.	ВЛ 110 кВ В10 – СМ3	25,380	АС-120, АС-150
310.	ВЛ 110 кВ В2 – В10	9,670	АС-95, АС-120
311.	ВЛ 110 кВ СМ2 – Дубенцовская	18,200	АС-70
312.	ВЛ 110 кВ Ш47 – СМ1	3,300	АС-95, АС-120
313.	ВЛ 110 кВ СМ1 – СМ4	26,600	АС-95
314.	ВЛ 110 кВ Сальская – Пролетарская	28,800	АС-150
315.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская I цепь	18,800	АС-120
316.	ВЛ 110 кВ Сальская – Екатериновская II цепь	18,800	АС-120
317.	ВЛ 110 кВ Сальская – НС1	37,000	АС-70
318.	ВЛ 110 кВ Сальская – АРЗ	3,200	АЖ-120; АС-120

1	2	3	4
319.	ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская	43,200	АЖ-120; АС-120
320.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО I цепь	5,000	АС-95
321.	ВЛ 110 кВ Сальская – КПО – АРЗ II цепь	6,900	АЖ-120; АС-120
322.	ВЛ 110 кВ Сальская – Трубецкая	22,700	АС-120
323.	ВЛ 110 кВ Целинская – Трубецкая	25,500	АС-120
324.	ВЛ 110 кВ Егорлыкская – Целинская	44,300	АС-120
325.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Уютненская	10,000	АС-120; АС-150
326.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Ганчуковская	39,400	АС-150
327.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Орловская	34,300	АС-120
328.	ВЛ 110 кВ Орловская – Куберле-2	26,300	АС-120
329.	ВЛ 110 кВ Куберле-2 – Харьковская	23,800	АС-120
330.	ВЛ 110 кВ НС6 – Черкесская	19,200	АС-120
331.	ВЛ 110 кВ Черкесская – Волочаевская	27,000	АС-120
332.	ВЛ 110 кВ Песчанокопская – Развиленская	26,500	АС-120
333.	ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры	18,810	АС-150
334.	ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская	21,660	АС-120, АС-150
335.	КВЛ 110 кВ Т-10 – Самбек с отпайкой на ПС Т10 тяговая	9,210	АС-120, АС-150
336.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25	30,500	АС-240
337.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т25 с отпайками	2,290 + 0,20	АС-185, АС-150, АС-240
338.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11	11,470	АС-150, АС-185, АС-240, АС-300
339.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т-15 с отпайками	39,710 + 3,020	АС-185, АС-240, АСО-300
340.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т9 с отпайкой на ПС Т13	6,130 + 0,850	АС-240
341.	ВЛ 110 кВ Новиковская – Алексеевская	24,480	АС-150
342.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками	57,150	АС-150, АС-120
343.	ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь	3,930 + 7,070	АС-185, АС-150, АС-240
344.	ВЛ 110 кВ Р29 – Чалтырь	7,140	АС-150
345.	ВЛ 110 кВ Т11 – Т5 с отпайкой на ПС Т17	2,770 + 5,520	АС-150
346.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	13,770	АС-240, АС-300
347.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т21	2,280	АС-240, АС-300, АС-120
348.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21	11,850	АС-240, АС-300, АС-120
349.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	4,200	АС-240, АС-300

1	2	3	4
350.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Ефремовская с отпайкой на ПС Отрадненская	32,280 + 5,870	АС-150
351.	ВЛ 110 кВ Ефремовская – Федоровская	8,350	АС-150
352.	ВЛ 110 кВ Т-10 – Т1 с отпайками	4,590 + 1,660	АС-240
353.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Очистные сооружения с отпайкой на ПС Дарагановская	24,700	АС-240
354.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Носовская с отпайкой на ПС Лиманная	21,450	АС-150
355.	ВЛ 110 кВ Носовская – Рябиновская	14,480	АС-150
356.	ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган тяговая	27,260	АС-150
357.	ВЛ 110 кВ Н17 – Новиковская с отпайкой на ПС Искра	34,610 + 4,90	АС-120, АС-70
358.	ВЛ 110 кВ Т24 – Т11	0,470	АС-185, АС-240
359.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 I цепь	5,000	АС-120
360.	ВЛ 110 кВ А-20 – А1 II цепь	5,000	АС-120
361.	ВЛ 110 кВ А-20 – А-12 северная с отпайкой на ПС А-26	8,000	АС-185
362.	ВЛ 110 кВ А-20 – А-12 южная с отпайкой на ПС А-26	10,156	АС-185
363.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 I цепь	25,450	АС-300, АС-185, АС-120
364.	ВЛ 110 кВ А-30 – А31 II цепь	25,450	АС-300, АС-185, АС-120
365.	ВЛ 110 кВ А-30 – А32	31,600	АС-95
366.	ВЛ 110 кВ А-30 – Кугей тяговая	10,500	АС-120
367.	ВЛ 110 кВ Зерновая – БГ2 с отпайками	42,500+29,400	АС-95
368.	ВЛ 110 кВ Зерновая – ЗР10	4,050	АС-120
369.	ВЛ 110 кВ ЗР10 – ЗР14	25,090	АС-120
370.	ВЛ110 кВ Зерновая – ЗР3 с отпайкой на ПС ЗР15	30,060	АС-120
371.	ВЛ 110 кВ Зерновая – В1 с отпайкой на ПС Краснолучинская	49,200	АС-95
372.	ВЛ 110 кВ ЗР3 – Егорлыкская	24,730	АС-120
373.	ВЛ 110 кВ Койсуг – А-30 с отпайками	51,700 + 13,200 + + 5,600	АС-120, АЖ-120, АС-95
374.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Кугей тяговая	49,550	АС-120
375.	ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская	13,600	АС-150
376.	ВЛ 110 кВ Песчанокотская – Роговская	51,900	АЖ-120
377.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	27,590	АС-120
378.	ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	27,590	АС-120
379.	ВЛ 110 кВ Роговская – Балкогрузская	26,600	АС-95
380.	ВЛ 110 кВ Самарская – Юбилейная	15,400	АС-150
381.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая	28,400	АС-150
382.	КЛ 110 кВ Р28 – Р8 I цепь	2,160	ПвПу2г-1х 630/185 - 64/110
383.	КЛ 110 кВ Р28 – Р8 II цепь	2,160	ПвПу2г-1х 630/185 - 64/110

1	2	3	4
384.	КЛ 110 кВ P1 – P27	1,790	АПвПу2г 1х400/185
385.	КЛ 110 кВ P22 – P27	2,784	АПвПу2г 1х400/185
386.	КВЛ 110 кВ P23 – Спортивная с отпайкой на ПС P25	5,624	АС-185, АС-240, АПвПу2 1х1000/185
387.	КВЛ 110 кВ P22 – Спортивная	4,364	АС-240, АПвПу2 1х1000/185, ПвПу2г-1х 800/185 - 110
Прочие субъекты электроэнергетики и потребители			
388.	ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	23,000	АС-185
389.	ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	61,000	АС-185
390.	ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково	38,500	АС-185
391.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ГПП2 с отпайкой на ПС ГПП3 I цепь	2,030	АС-240
392.	ВЛ 110 кВ ГПП1 – ГПП2 с отпайкой на ПС ГПП3 II цепь	2,030	АС-240
393.	ВЛ 110 кВ Донецкая – НПС3	52,900	АС-150
394.	ВЛ 110 кВ Чеботовская – НПС3	17,900	АС-150
395.	ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая	2,300	АС-185
396.	ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая	44,400	АС-185
397.	ВЛ 110 кВ Пролетарская – Двойная тяговая	44,700	АС-150
398.	ВЛ 110 кВ Ш-50 – Заводская	0,300	АС-120
399.	ВЛ 110 кВ Шахты – Заводская	18,430	АС-240
400.	ВЛ 110 кВ С2 – С3	1,800	АС-120
Итого протяженность ЛЭП (километров)			
номинальным классом напряжения 500 килвольт		2461,594*	
номинальным классом напряжения 330 килвольт		223,129	
номинальным классом напряжения 220 килвольт		2832,626	
номинальным классом напряжения 110 килвольт		6485,361	

\* С учетом полной длины ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань.

### 3.8. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ростовской области

Энергосистема Ростовской области имеет электрические связи с пятью энергосистемами по ЛЭП 110 – 500 кВ:

1. С энергосистемой Волгоградской области:

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная;

ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты;

ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК;

ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;

ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2;

ВЛ 110 кВ Серамифовичи – Калининская (ВЛ 110 кВ № 503);

ВЛ 110 кВ Б11 – Чернышково;  
ВЛ 110 кВ Обливская ПТФ – Чернышково (ВЛ 110 кВ № 62);  
ВЛ 110 кВ Суровикино-220 – Обливская ПТФ с отпайкой на ПС Обливская 1 (ВЛ 110 кВ № 61);

ВЛ 110 кВ Жуковская – Котельниково с отпайками;

ВЛ 110 кВ Котельниково – Шебалинская.

2. С Донбасской энергосистемой:

ВЛ 500 кВ Победа – Шахты;

ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская;

ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15;

ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино;

ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

Следует отметить, что в настоящее время Донбасская энергосистема и ОЭС Украины работают раздельно. При выполнении расчетов электроэнергетических режимов связь между Донбасской энергосистемой и энергосистемой Ростовской области учитывалась следующим образом:

параллельная работа по ВЛ 330 кВ Южная – Ростовская и ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15 с нулевым суммарным сальдо перетоков мощности;

радиальное электроснабжение нагрузки Донбасской энергосистемы по ВЛ 500 кВ Победа – Шахты;

отключенное состояние ВЛ 110 кВ Матвеев Курган – Квашино и ВЛ 110 кВ Центральная – Тяговая с отпайкой на ПС Гундоровка.

3. С энергосистемой Республики Калмыкия:

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;

4. С энергосистемой Республики Адыгея и Краснодарского края:

ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;

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 Ея Тяговая – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая;

ВЛ 110 кВ Юбилейная – Степная тяговая.

5. С энергосистемой Ставропольского края:

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск;

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск.

В энергосистеме Ростовской области с целью управления электроэнергетическим режимом установлены контролируемые сечения. Состав контролируемых сечений (КС) с указанием существующих ограничений по пропускной приведен в таблице № 14.

Таблица № 14

Наименование КС	Состав КС	МДП* в нормальной схеме (мегаватт)	Критерий ограничения в нормальной схеме	МДП* в ремонтной схеме** (мегаватт)	Ремонтная схема	Критерий ограничения в ремонтной схеме
1	2	3	4	5	6	7
СВЭС	ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая; ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово; ВЛ 110 кВ Б3 – Б1 с отпайкой на ПС Богатовская ПТФ; ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово	280	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Погорелово в ПАР АТ-2 ПС 220 кВ Погорелово	160	ремонт ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая	АДТН ВЛ 110 кВ Г-20 – Замчалово в ПАР ВЛ 220 кВ Б-10 – Погорелово
ЮЗЭС	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15; ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I цепь; ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II цепь; ВЛ 220 кВ Ростовская – Т-15; ВЛ 110 кВ Р29 – Хапры с отпайкой на ПС Чалтырь; ВЛ 110 кВ Т-15 – Алексеевская с отпайками	не контролируется		305	ремонт ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 I или II цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская в ПАР ВЛ 220 кВ Р-20 – Т-10 II или цепь I
Цимлянское	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты; ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ 2; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	не контролируется		130	ремонт ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2	АДТН ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 в ПАР ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал
Цимлянское Север	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Северный Портал	не контролируется			не контролируется	
Цимлянское	ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС –	не контролируется		135	ремонт ВЛ	АДТН ВЛ 110 кВ

1	2	3	4	5	6	7
Юг	Волгодонская ТЭЦ-2; ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1				220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты	Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 в ПАР ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-2
Алмаз	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	140	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ПАР 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-4	75	ремонт ВЛ 110 кВ Р1 – РСМ с отпайкой на ПС Р37	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ПАР ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33
Фортуна	ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь	230	АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь ПАР 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Р-20	155	ремонт ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I или II цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II или I цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29
Ростов	ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь; ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь; ВЛ 110 кВ Р5 – Р29 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь; ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II цепь; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайкой на ПС Р24; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 1; ВЛ 110 кВ Р-40 – Р5 с отпайками № 2	не контролируется		460	ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – Р41	АДТН ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь в ПАР ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками
Сулин	ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10; ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая; ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20; ВЛ 110 кВ Г-20 – С2; ВЛ 110 кВ С2 – С5	не контролируется		375	ремонт ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10	АДТН ВЛ 110 кВ Г-20 – С2 в ПАР ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Г-20

1	2	3	4	5	6	7
Центральное	ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33; ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3	не контролируется		95	ремонт ЛЭП 110 кВ транзита Р1–Р27 – Р22 и ремонт ВЛ 110 кВ транзита Р-4 – Р41 – Р1 и ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ I цепь и ремонт ВЛ 110 кВ Р-4 – РСМ II цепь	АДТН ВЛ 110 кВ Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3 в ПАР ВЛ 110 кВ Р1 – Р5 с отпайкой на ПС Р33
Волгоград – Ростов (переток РЭ-ВЭ)	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная; ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты; ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2; ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;	820	АДТН ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	220	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	АДТН ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково в ПАР ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты
Волгоград – Ростов (переток ВЭ-РЭ)	ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК	1190	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная	190	ремонт ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная
Юг	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС –	4170	20 процентов Р в исходной схеме	3700	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	8 процентов Р в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск

1	2	3	4	5	6	7
	Тихорецк №2; ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань; ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк; ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская; КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь; КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь; ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20					
Маныч	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномысск	1340	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Элиста Северная в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	600	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Невинномыс ск	АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Элиста Северная в ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск
Кубанское	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тамань; ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк; ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская; КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь; КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь; ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20	2650	АДТН АТ-1 Крыловская в ПАР ВЛ 220 кВ А-20 – А-30	2630	ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Крыловская	АДТН ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская в ПАР ВЛ 220 кВ А-20 – А30 или ВЛ 220 кВ Староминская – А-30
Север	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС –	2830	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская в ПАР ВЛ 500 кВ	2610	ремонт ВЛ 500 кВ Ростовской	АДТН ВЛ 220 кВ Волга – Заливская ПАР ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная

1	2	3	4	5	6	7
	Южная; ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская; АТ1 500/220 кВ Ростовской АЭС ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк; ВЛ 220 кВ Тихорецк – Крыловская; ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ея тяговая		Ростовская АЭС – Южная		АЭС – Ростовская	

\* Без ПА при температуре окружающей среды плюс 35 градусов.

\*\* Наиболее тяжелая ремонтная схема.

**3.9. Динамика потребления и структура отпусков тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей Ростовской области за последние 5 лет**

Структура установленной тепловой мощности.

Централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергии в Ростовской области осуществляется от источников двух типов: источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии и от котельных.

Теплофикация в регионе осуществляется от теплоэлектроцентралей с общей установленной тепловой мощностью (УТМ) в 2433,9 гигакалорий в час (таблица № 15).

Таблица № 15

Наименование	2018 год
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация») (Гкал/час)	809,0
Ростовская ТЭЦ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (Гкал/час)	890,0
РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (Гкал/час)	414,8
РК-4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (Гкал/час)	150,0
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго») (Гкал/час)	212,0
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис») (Гкал/час)	108,1
Всего (Гкал/час)	2433,9

Установленная тепловая мощность генерирующих установок по муниципальным образованиям и компаниям приведена в таблицах № 16 и 17.

Таблица № 16

№ п/п	Муниципальное образование	Наименование производителя	Количество котельных	Суммарная установленная мощность (Гкал/час)	Вид топлива
1	2	3	4	5	6
1.	Город Азов	МУП «Теплоэнерго»	31	119,200	газ
2.	Город Багайск	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	39	203,099	газ
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо - Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	3	20,760	газ
3.	Город Волгодонск	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	1	365,000	газ, мазут
		ООО «ТЭЦ-1»	2	200,000	газ
		прочие	3	565,000	газ, мазут
4.	Город Гуково	филиал	20	126,044	газ, уголь

1	2	3	4	5	6
		АО «Донэнерго» Тепловые сети			
		ведомственные	10	3,964	–
		прочие	31	150,908	газ, уголь
5.	Город Донецк	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	12	88,124	газ
6.	Город Зверево	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	6	45,664	газ, уголь
7.	Город Каменск- Шахтинский	МУП «Каменсктеплосеть»	24	164,370	газ
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо - Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	5	57,160	газ
		МУП «Ви́ра»	1	27,860	газ
8.	Город Новочеркасск	ООО ПК «НЭВЗ»	4	225,000	газ
		ОАО «ЭПМ-НЭЗ»	7	130,400	газ
		МУП «Тепловые сети»	57	196,140	газ
		прочие	11	355,400	газ
9.	Город Новошахтинск	МП «ККТС»	20	103,180	газ, уголь
		ООО «Теплонасосные системы»	1	5,160	газ
		прочие	21	108,340	газ, уголь
10.	Город Таганрог	ООО «Тепловая генерация»	1	200,000	газ
		МУП «Тепловые сети»	–	–	–
		АО «ТЭПТС «Теплоэнерго»	31	245,340	газ
		МУП Управление «Водоканал»	–	–	–
		ООО «Приазовский ТеплоЦентр»	1	4,300	газ
		АО «Таганрогский завод «Прибой»	1	3,000	газ
		ООО «ТЭК»	–	–	–
		АО ТКЗ «Красный котельщик»	1	287,500	газ
		ООО «Тагстройсервис»	1	2,300	газ
		ТСЖ-3	–	–	–
		МУП «Трамвайно- троллейбусное управление»	1	2,300	газ
		МУП «Городское хозяйство»	1	96,400	газ
		ГБОУ СПО РО «ТАК им. В.М. Петлякова»	1	1,620	газ
		ПАО «ТАНТК им. Г.М. Бериева»	1	50,000	газ

1	2	3	4	5	6
		Таганрогский институт имени А.П. Чехова (филиал) ФГБОУ ВПО «РГЭУ (РИНХ)»	2	7,710	газ
11.	Город Шахты	ООО «Шахтинская ГТЭС»	4	140,400	газ
		филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	55	337,318	газ, уголь
		прочие	59	477,718	газ, уголь
12.	Азовский муниципальный район	УМП ЖКХ «Азовское»	5	12,468	газ
		УМП ЖКХ Кулешовского сельского поселения.	1	16,337	газ
13.	Аксайский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	19	101,77	газ
		ООО «АКДЭНЕРГО»	1	8,400	газ
		МУП АГП «АКСАЙЭНЕРГО»	1	1,910	газ
		прочие	21	108,430	газ
14.	Белокалитвинский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	22	102,020	газ, уголь
		ООО «Распределенная генерация»	3	39,800	газ
		прочие	25	142,040	газ
15.	Боковский муниципальный район	МУП «Водник»	6	9,802	газ
16.	Верхнедонской муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	28	5,228	газ
17.	Веселовский муниципальный район	Веселовское МУП ЖКХ (теплосеть)	4	3,200	газ
18.	Волгодонской муниципальный район	ООО ММП ЖКХ «Содружество»	4	1,866	газ
19.	Егорлыкский муниципальный район	Егорлыкский МУП «Коммунальник»	4	8,690	газ
		ФГБУ «ЦЖКУ»	1	–	уголь
		бытовые котлы	72	–	газ
		прочие	76	74,700	газ, уголь
20.	Заветинский муниципальный район	МУП «Заветинские теплосети»	5	5,140	уголь
		прочие	24	18,413	газ, уголь
21.	Зерноградский муниципальный район	АО «Зерноградские тепловые сети»	39	66,420	газ
		филиал ФГБУ «ЦЖКУ» по ЮОВО	1	–	газ
22.	Кагальницкий	МУП Кагальницкого	26	9,730	газ

1	2	3	4	5	6
	муниципальный район	района «УЮТ»			
23.	Каменский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	6	16,240	газ, уголь
		МУП «Молодежный»	1	1,500	газ
24.	Кашарский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	49	46,500	газ, уголь
25.	Константиновский муниципальный район	МУП «Гарант»	21	9,878	газ
26.	Красносулинский муниципальный район	МУП «Красносулинские городские котельные»	4	6,750	уголь
			11	37,400	газ
			1	16,598	газ
		прочие	16	60,748	газ, уголь
27.	Куйбышевский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	57	–	–
28.	Матвеево-Курганский муниципальный район	ОАО «Водоканал» Матвеево-Курганского района	–	–	–
29.	Миллеровский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	34	7,440	газ
		филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	20	19,100	газ, уголь
30.	Морозовский муниципальный район	ООО «ЭКО»	13	9,510	газ
31.	Мясниковский муниципальный район	ООО «МП «Коммунсервис»	3	9,460	газ
		МУП «Коммунальщик»	1	–	–
		прочие	4	9,460	газ
32.	Неклиновский муниципальный район	ООО «Межмуниципальный Неклиновский водопровод»	49	26,270	газ
33.	Обливский муниципальный район	ООО «Обливское МТП»	4	4,239	газ
34.	Октябрьский муниципальный район	ООО «Тепловые сети»	2	26,660	газ
		ООО «Управление жилищно-коммунального хозяйства»	9	8,598	газ
35.	Орловский муниципальный район	АО «Сервис-ЖКХ»	9	6,836	газ
36.	Песчанокопский муниципальный район	МУП КХ Песчанокопского района	2	2,060	газ

1	2	3	4	5	6
37.	Пролетарский муниципальный район	МУП «Тепловые сети» Пролетарского городского поселения	13	2,500	газ, уголь
38.	Родионово-Несветайский муниципальный район	ООО «Жилищник»	9	10,000	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	67	13,060	газ
		ООО «Светпромгаз»	2	–	газ
39.	Сальский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	30	69,371	газ, уголь
		ООО «Сальскэлектросбыт»	1	2,200	мазут
		филиал ОАО «РЖД», производственный участок Северо - Кавказской дирекции по тепловодоснабжению	3	29,300	газ
		ОАО РТП «Авторемонтник»	1	13,000	газ
40.	Семикаракорский муниципальный район	МП ЖКХ	1	3,000	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	73	14,160	газ
41.	Тарасовский муниципальный район	МУП «Тарасовские тепловые сети»	16	6,100	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	3	0,600	газ
42.	Усть-Донецкий муниципальный район	ООО УК «Жилкомсервис»	20	15,780	газ
43.	Целинский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	19	9,210	газ
44.	Цимлянский муниципальный район	филиал АО «Донэнерго» Тепловые сети	16	35,397	газ, уголь
		администрация Цимлянского городского поселения	1	–	–
		прочие	14	–	–
45.	Чертковский муниципальный район	ООО «Ростовтеплоэнерго»	28	15,152	газ
46.	Шолоховский муниципальный район	МУП «Теплоэнерго»	15	14,887	газ
		ООО «Ростовтеплоэнерго»	18	6,514	газ, уголь, дизельное топливо

Таблица № 17

№ п/п	Компания	Наименование	Суммарная установленная мощность (гигакалорий в час)	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1.	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»	центральная котельная	420,0	газ
2.	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»	котельная № 4	150,0	газ
3.	ООО «Группа Мегаполис»	котельная, ул. Ильюшина, 34а	15,1	–
4.	ООО «Группа Мегаполис»	котельная, ул. Искра, 47а	9,6	–
5.	ООО «Группа Мегаполис»	котельная, ул. Шишкина, 162	7,3	–

Выработка тепловой энергии.

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельными приведена в таблице № 18.

Таблица № 18

Наименование	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<b>ТЭЦ</b>					
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация») (тыс. Гкал)	1009,3	933,2	976,9	922,8	922,8
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (тыс. Гкал)	1576,2	1533,1	1790,9	1872,1	1968,5
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго») (тыс. Гкал)	277,2	253,8	240,9	127,1	127,1
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис») (тыс. Гкал)	154,2	152,8	156,8	156,1	162,7
<b>Котельные</b>					
Центральная котельная, Котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (тыс. Гкал)	1593,7	1461,3	1353,1	1182,6	1244,7
Котельные (ООО «Группа Мегаполис») (тыс. Гкал)	13,8	10,7	5,4	4,3	4,7

### 3.10. Перечень основных потребителей тепловой энергии в Ростовской области

Основные крупные потребители тепловой энергии на территории Ростовской области приведены в таблице № 19.

№ п/п	Потребители тепловой энергии	Подключенная тепловая нагрузка (гигакалорий в час)
1	2	3
1.	ООО «Ростовские тепловые сети», всего	1987,92
1.1.	Потребители с нагрузкой более 3 Гкал/час, итого в том числе:	41,03
1.1.1.	Административное здание, Соколова, 13	5,66
1.1.2.	ТРЦ «РИО», Нагибина, 17	5,72
1.1.3.	Бизнес-центр «Пять морей»	4,57
1.1.4.	МТРЦ «Золотой Вавилон»	8,08
1.1.5.	Завод «Квант»	3,66
1.1.6.	Гостиница «Интурист»	3,42
1.1.7.	Музыкальный театр	3,18
1.1.8.	ОАО «Атомкотломаш»	3,13
1.1.9.	АО «Ростовводоканал»	3,61
1.2.	Потребители с нагрузкой менее 3 Гкал/час, итого в том числе:	1946,89
1.2.1.	Жилищный фонд	1447,75
1.2.2.	Бюджетные организации	161,19
1.2.3.	Промышленные и приравненные к ним организации	274,62
1.2.4.	Прочие	63,33
2.	Потребители, подключенные к Ростовской ТЭЦ-2, всего в том числе:	17,80
2.1.	ООО «ККПД-Инвест»	15,70
2.2.	АО «ЛИМАН»	2,10

### 3.11. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Ростовской области в 2018 году

В таблице № 20 приведены сводные данные по потреблению топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями в 2018 году.

Таблица № 20

Наименование	Топливо	2018 год
1	2	3
<b>Электростанции</b>		
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	газ (млн куб. м)	383,8
	газ (тыс. т у.т.)	445,7
	мазут (тонн)	1162,0
	мазут (тыс. т у.т.)	1625,5
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	420,1
	газ (тыс. т у.т.)	448,9
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. м)	122,3
	газ (тыс. т у.т.)	142,1
<b>Котельные</b>		

1	2	3
Центральная котельная, Котельная №4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	186,1
	газ (тыс. т у.т.)	159,9
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	газ, (млн куб. м)	0,6
	газ (тыс. т у.т.)	0,7

### 3.12. Динамика

основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет

Электроемкость ВРП.

Электроемкость ВРП субъекта Российской Федерации (Э) определяется по формуле:

$$Э = ПЭ / ВРП \text{ (кВт}\cdot\text{ч/рублей)},$$

где ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн киловатт-часов;

ВРП – объем валового регионального продукта, млн рублей.

Электроемкость ВРП – показатель, характеризующий количественный расход электрической энергии, затрачиваемый на единицу валового регионального продукта.

Данные по динамике электроемкости ВРП экономики Ростовской области за последние 5 лет приведены в таблице № 21 (на основании данных органов государственной статистики).

Таблица № 21

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	17942,400	18149,700	18717,500	18571,000	19363,000
ВРП (млн рублей)	1007758,800	1189144,000	1270891,500	1332688,900*	**
Электроемкость ВРП (кВт·ч/ рублей)	0,018	0,015	0,015	0,014	**

\* Оценка минэкономразвития области

\*\* Данные за 2018 год на 1 апреля 2019 г. отсутствуют.

За последние годы наблюдается тенденция снижения электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, а также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, а также реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития области. Для этого необходима новая система технических, организационных и экономических мер, направленных на комплексное совершенствование процессов производства и потребления энергии.

Наиболее актуальными с точки зрения повышения энергоэффективности экономики Ростовской области являются следующие задачи:

снижение энергоемкости производства, в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоемких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов;

реализация проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и тому подобное.

Потребление электроэнергии на душу населения.

Потребление электроэнергии на душу населения (ЭД) определяется по формуле:

$$\text{ЭД} = \text{ПЭ} / \text{Ч} \text{ (кВт}\cdot\text{ч/человека)},$$

где ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн киловатт-часов;

Ч – численность населения субъекта Российской Федерации, млн человек.

Данные по динамике потребления электроэнергии на душу населения за последние 5 лет приведены в таблице № 22 (на основании данных органов государственной статистики).

Таблица № 22

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	17942,40	18149,70	18717,50	18571,00	19363,00
Численность населения (млн человек)	4,25	4,24	4,24	4,23	4,22
Потребление электроэнергии на душу населения (кВт·ч/человек)	4204,50	4236,30	4374,40	4389,00	4587,10

Для энергосистемы Ростовской области потребление электроэнергии на душу населения в 0,64 раза ниже, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по Российской Федерации данный показатель находится на уровне 7100 киловатт-часов на человека.

#### 4. Особенности и существующие проблемы функционирования энергосистемы Ростовской области

Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области в периоды зимнего максимума/минимума, летнего минимума нагрузок за 2018 год не выявил возможность возникновения ограничений пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи необходимых объемов мощности.

При этом анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области в период летнего

максимума нагрузок выявил возможность возникновения ограничений пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи необходимых объемов мощности.

Новочеркасский энергоузел.

В Новочеркасский энергоузел входят ПС 220 кВ НЭЗ, ПС 110 кВ ГТП, ГТПЗ. Новочеркасский энергоузел характеризуется наличием промышленных и бытовых потребителей всех трех категорий надежности электроснабжения, в том числе социально значимых. Основным потребителем – ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – НОВОЧЕРКАССКИЙ ЭЛЕКТРОДНЫЙ ЗАВОД», а также население города Новочеркаска. От питающих центров данного энергоузла осуществляется энергоснабжение порядка 28 тыс. человек.

В нормальной схеме работы электрической сети выполнено деление электрической сети в следующих точках:

на ШСВ-110 ПС 110 кВ ГТП для не превышения номинального тока отключения выключателей на ПС 110 кВ ГТП;

на В 110 ГТП I ц, В 110 ГТП II ц ПС 220 кВ НЭЗ для не превышения номинального тока отключения выключателей на ПС 110 кВ ГТП.

В режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+30 градусов С) в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной одной из двух:

или 2 с. 110 кВ на ПС 220 кВ НЭЗ,

или 1 с. 110 кВ на ПС 220 кВ НЭЗ после аварийного отключения одного из двух:

или АТ-1 на ПС 220 кВ НЭЗ,

или АТ-2 на ПС 220 кВ НЭЗ на ПС 220 кВ НЭЗ будет погашена нагрузка Т-1 и Т-2.

Для подачи питания отключенным потребителям необходимо:

или часть нагрузки 1СШ-110 ПС 110 кВ ГТП (Т-1 и Т-3) перевести на 2СШ-110 ПС 110 кВ ГТП;

или часть нагрузки 2СШ-110 ПС 110 кВ ГТП (Т-2) перевести на 1СШ-110 ПС 110 кВ ГТП;

и после этого по транзиту 110 кВ НЗБ – ГТП – НЭЗ 1 цепь или по транзиту 110 кВ НЗБ – ГТП – НЭЗ 2 цепь запитать погашенную нагрузку ПС 220 кВ НЭЗ.

При этом токовая нагрузка ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь или ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь составит 493 А ( $116,5\% \text{ ДДТН}^{+30^{\circ}\text{C}}$  и  $116,5\% \text{ АДТН}^{+30^{\circ}\text{C}}$ ) при  $\text{ДДТН}^{+30^{\circ}\text{C}} = \text{АДТН}^{+30^{\circ}\text{C}} = 423 \text{ А}$ .

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в Новочеркасском энергоузле в объеме 13 мегаватт.

В межсезонье при температуре +20°C в наиболее тяжелой ремонтной схеме с отключенной одной из двух:

или 2 с. 110 кВ на ПС 220 кВ НЭЗ,

или 1 с. 110 кВ на ПС 220 кВ НЭЗ после аварийного отключения одной из двух:

или АТ-1 на ПС 220 кВ НЭЗ,

или АТ-2 на ПС 220 кВ НЭЗ на ПС 220 кВ НЭЗ будет погашена нагрузка Т-1 и Т-2.

Для подачи питания отключенным потребителям необходимо:

или часть нагрузки 1СШ-110 ПС 110 кВ ГТП (Т-1 и Т-3) перевести на 2СШ-110 ПС 110 кВ ГТП,

или часть нагрузки 2СШ-110 ПС 110 кВ ГТП (Т-2) перевести на 1СШ-110 ПС 110 кВ ГТП и после этого по транзиту 110 кВ НЗБ – ГТП – НЭЗ 1 цепь или по транзиту 110 кВ НЗБ – ГТП – НЭЗ 2 цепь запитать погашенную нагрузку ПС 220 кВ НЭЗ.

При этом токовая нагрузка ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь или ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь составит 491 А (103,8 процента ДДТН<sup>+20°C</sup> и 103,8 процента АДТН<sup>+20°C</sup>) при ДДТН<sup>+20°C</sup> = АДТН<sup>+20°C</sup> = 473 А.

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в Новочеркасском энергоузле в объеме 3,5 мегаватта.

Таким образом, при нормативных возмущениях в ремонтных схемах, при перепитке отключенной нагрузки ПС 220 кВ НЭЗ, перегрузка оборудования возникает как в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+30 градусов С), так и в межсезонье при температуре +20 градусов С.

## 5. Основные направления развития электроэнергетики Ростовской области

### 5.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на 5-летний период

В настоящей работе рассмотрен прогноз потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Ростовской области до 2023 года, сформированный на основании данных долгосрочного прогноза согласно СиПР ЕЭС России 2019 – 2025 и представлен в таблице № 23.

Таблица № 23

Показатель	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Максимум нагрузки	МВт	3109,00	3114,00	3122,00	3133,00	3145,00
Среднегодовые темпы прироста	процентов	2,44	0,16	0,25	0,35	0,35
Электропотребление	млн кВт·ч	19410,00	19523,00	19519,00	19585,00	19663,00
Среднегодовые темпы прироста	процентов	0,24	0,57	-0,02	0,33	0,39

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии в энергосистеме Ростовской области на 2014 – 2018 годы (факт) и 2019 – 2023 годы (прогноз) представлена на рис. 10.

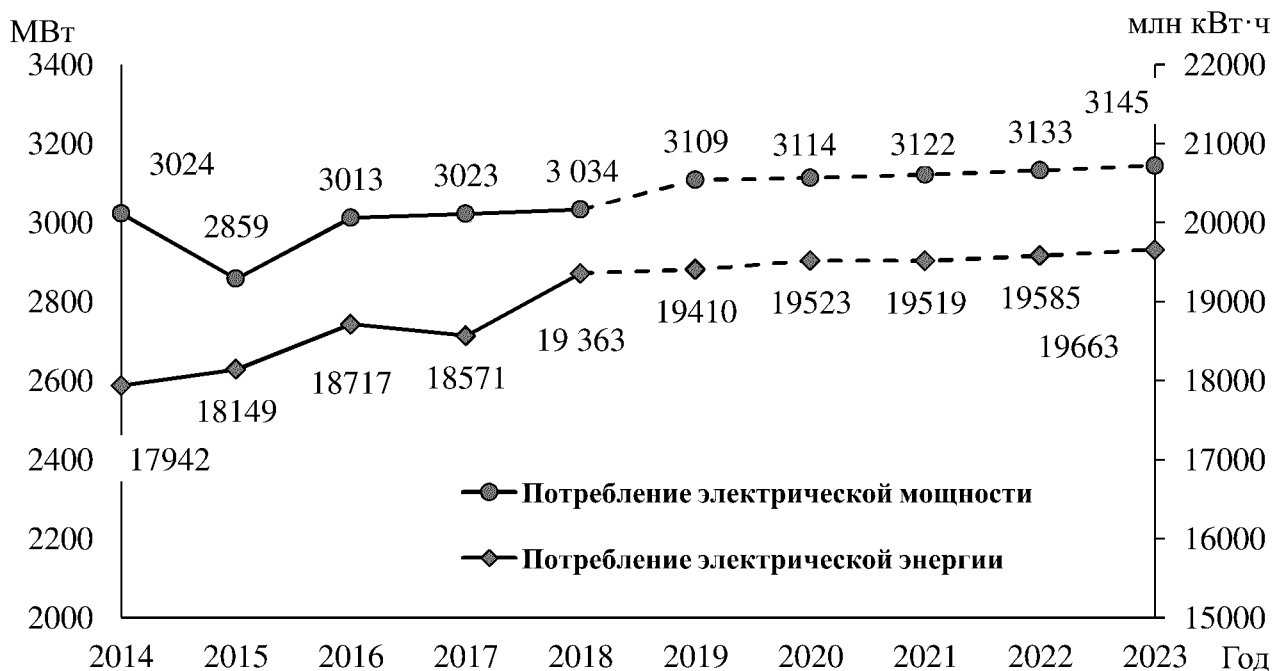


Рис. 10.

Перечень основных крупных потребителей.

На территории энергосистемы Ростовской области находятся следующие крупные потребители:

ПАО «ТАГМЕТ». Завод основан в 1896 году. ПАО «ТАГМЕТ» выпускает практически все виды стальных труб. В настоящее время является одним из самых высокотехнологичных трубных заводов в мире. Максимальное потребление мощности составляет порядка 178 мегаватт.

ОАО «РЖД». Основным видом деятельности является деятельность железнодорожного транспорта. Максимальное потребление мощности составляет порядка 160 мегаватт.

ОАО «Энергопром – Новочеркасский электродный завод». Крупнейшее предприятие электродной отрасли, специализируется на выпуске высококачественных графитированных электродов. Максимальное потребление мощности составляет порядка 103 мегаватта.

ООО «Ростовский электрометаллургический завод». Metallurgical завод, выпускающий высококачественную продукцию по технологии непрерывной разливки стали и сортового проката. Проектная мощность завода составляет 730 тыс. тонн стали и 530 тыс. тонн сортового проката в год. Готовой продукцией является товарная квадратная стальная заготовка для переката и прокат сортовой в виде арматуры для железобетонных изделий и катаной проволоки. Завод расположен в г. Шахты Ростовской области на площади 28 гектаров. Максимальное потребление мощности составляет порядка 87 мегаватт.

ЗАО «Алкоа Металлург Рус». Занимается производством из алюминия и алюминиевых сплавов: поковки, штамповки, листов, профилей, лент в рулонах, плит и прочего. Максимальное потребление мощности составляет порядка 35 мегаватт.

ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. Основным видом деятельности является очистка воды, водоснабжение жителей г. Ростов-на-Дону. Максимальное потребление мощности составляет порядка 28 мегаватт.

ООО «ПК «НЭВЗ». Новочеркасский электровозостроительный завод – крупнейший российский производитель магистральных и промышленных электровозов. Максимальное потребление мощности составляет порядка 27 мегаватт.

ООО «Юг Руси – Золотая семечка». Является крупнейшим в России производителем и экспортером бутилированного растительного масла. Максимальное потребление мощности составляет порядка 19 мегаватт.

ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов». Основным видом деятельности является переработка нефти и нефтепродуктов. Максимальное потребление мощности составляет порядка 12 мегаватт.

Филиал ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонск. Основным видом деятельности является выпуск оборудования для атомных электростанций. Максимальное потребление мощности составляет 12 мегаватт.

Перечень основных перспективных потребителей.

В энергосистеме Ростовской области до 2023 года в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.04.2013 с изменениями от 19.05.2015 составляет 480 мегаватт. Ввод будет осуществляться в два этапа: на первом этапе максимальная мощность энергопринимающих устройств в 2020 году составит 310 МВт, на втором этапе в 2023 году – 170 мегаватт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется на первом этапе: строительство ПС 220/35/10 кВ КМК с установкой одного трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 мегавольтампер, двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 80 мегавольтампер и двух трансформаторов 220/35 мощностью 63 мегавольтампер, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Шахты – КМК (в габаритах 330 кВ), расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Шахты на две линейные ячейки для присоединения двух ВЛ 220 кВ Шахты – КМК; на втором этапе – установка на ПС 220/35/10 кВ КМК второго трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 мегавольтампер;

ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 27.05.2012 с изменениями от 06.06.2013, от 20.12.2013, от 19.04.2016 и от 06.06.2017 планируется присоединение многоквартирных жилых домов для военнослужащих. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 100 мегаватт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов к 2019 году выполняется сооружение ПС 220 кВ Генеральская с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 мегавольтампер, сооружение двухцепной ЛЭП 220 кВ Ростовская – Генеральская и расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Ростовская на две линейные ячейки для присоединения ЛЭП 220 кВ Ростовская – Генеральская;

ООО «Донские Биотехнологии». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 04.02.2019 в 2022 году планируется присоединение производственного комплекса по глубокой переработке зерна, производства комбикормов, глютенa и аминокислот. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 35 мегаватт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется сооружение ПС 220/10 кВ Донбиотех с заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220/10 кВ Донбиотех;

ООО «Тепличный комбинат «Донской». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 04.02.2019 в 2019 году планируется технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Тепличный комбинат «Донской». Тепличный комбинат будет представлять собой 40 гектаров тепличных площадей производительностью порядка 30 тыс. тонн овощей в год. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 30 мегаватт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство ПС 220 кВ Донская с установкой одного трансформатора 220/10 кВ мощностью 40 мегавольтампер и строительство заходов ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская с образованием двух новых ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Донская и НЭЗ – Донская.

Информация об иных крупных потребителях мощностью менее 30 мегаватт, по которым имеются технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям, приведена в таблице № 24.

Таблица № 24

Наименование потребителя	Заявленная мощность (мегаватт)	Год ввода
1	2	3
ООО «ПМТ»	20,00	2019
ООО «РусАгроМаркет – Ростов-на-Дону»	14,75 9,65	2019 2020
ОАО «РЖД» ПС 110 кВ Зимовники тяговая	15,00	2019
ПАО «Роствертол» к ПС 110 кВ РСМ	12,00	2021
ПАО «Роствертол» к ПС 110 кВ БТ2	12,00	2022
Министерство строительства, архитектуры и территориального развития Ростовской области	10,60	2020
ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	1,43	2020

## 5.2. Перечень

планируемых к строительству или реконструкции,  
выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях  
Ростовской области мощностью не менее 5 мегаватт на 5-летний период

В рамках рассмотрения развития энергосистемы Ростовской области до 2023 года рассмотрены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

В таблице № 25 приведена информация о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области согласно СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

В таблице № 26 приведена информация по объемам вывода из эксплуатации генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области согласно СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

В таблице № 27 приведена информация о вводах генерирующих объектов в энергосистеме Ростовской области, дополнительно к приведенным в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы, на основании писем ООО «Ветропарки ФРВ» от 03.04.2019 № В301-2019, от 04.03.2019 № В303-2019. Ветропарки № 13, 20, 15 (Казачья ВЭС) не имеют технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям. Ветропарк № 9 (Целинская ВЭС, третий этап строительства) имеет технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 05.03.2019. Указанные ветропарки в перспективных балансах электрической энергии и мощности не участвуют.

Таблица № 25

№ п/п	Тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность (мегаватт)	Год изменения
1	2	3	4	5	6	7
1.	Ветровые агрегаты	ВЭС Азов-5 (Азовская ВЭС) (код ГТП GVIE0748)	ООО «Энел Рус Винд Азов»	ввод	90,09	2020
2.	Ветровые агрегаты	Песчаная ВЭС	АО «ВетроОГК»	ввод	160,00	2020
3.	Ветровые агрегаты	ВЭС Погорелово	АО «ВетроОГК-2»	ввод	60,00 80,00	2021 2022
4.	Ветровые агрегаты	ВЭС Зимовники	АО «ВетроОГК-2»	ввод	100,00	2022
5.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 2. (Каменская ВЭС. (Каменско-Красносулинская ВЭС. Северная площадка. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0622 *)	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»	ввод	50,00	2019
		Ветропарк ФРВ № 3. (Каменская ВЭС. (Каменско-Красносулинская ВЭС. Северная площадка. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0623 **)		ввод	50,00	2019
6.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 4. (Сулинская ВЭС. (Каменско-Красносулинская ВЭС. Южная площадка. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0624 **)	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»	ввод	50,00	2019
		Ветропарк ФРВ № 5. (Сулинская ВЭС. (Каменско-Красносулинская ВЭС. Южная площадка. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0625 **)		ввод	50,00	2019
7.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 7. (Целинская ВЭС. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0627 ***	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	18,00	2020
		Ветропарк ФРВ № 8. (Целинская ВЭС. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0628 ***	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	32,00	2020

1	2	3	4	5	6	7
8.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 31. (Гуковская ВЭС. (ВЭС Гуково-1. Первый этап строительства), код ГТП GVIE0995	ООО «Третий Ветропарк ФРВ»	ввод	19,00	2019
		Ветропарк ФРВ № 32. (Гуковская ВЭС. (ВЭС Гуково-1. Второй этап строительства), код ГТП GVIE0996		ввод	19,00	2019
		Ветропарк ФРВ № 34. (Гуковская ВЭС. (ВЭС Гуково-1. Пятый этап строительства), код ГТП GVIE0998		ввод	22,80	2019
		Ветропарк ФРВ № 35. (Гуковская ВЭС. (ВЭС Гуково-1. Третий этап строительства), код ГТП GVIE0999		ввод	19,00	2019
		Ветропарк ФРВ № 36. (Гуковская ВЭС. (ВЭС Гуково-1. Четвертый этап строительства), код ГТП GVIE1000		ввод	19,00	2019
9.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 37, код ГТП GVIE1001	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	37,80	2021
10.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 38, код ГТП GVIE1002	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	37,80	2021

\* Информация в соответствии с письмом ООО «Ветропарки ФРВ» от 03.04.2019 № ВВ305-2019 и техническими условиями на технологическое присоединение от энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019.

\*\* Информация в соответствии с письмом ООО «Ветропарки ФРВ» от 03.04.2019 № ВВ305-2019 и техническими условиями на технологическое присоединение от энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019.

\*\*\* Информация в соответствии с письмом ООО «Ветропарки ФРВ» от 03.04.2019 № ВВ302-2019 и техническими условиями на технологическое присоединение энергетических установок ООО «Ветропарки ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 05.03.2019. В соответствии с информацией от собственника (письмо от 03.04.2019 № ВВ302-2019) возможен перенос площадки на территорию Республики Калмыкия.

\*\*\*\* Информация в соответствии с письмом ООО «Ветропарки ФРВ» от 03.04.2019 № ВВ301-2019 и техническими условиями на технологическое присоединение энергетических установок ООО «Третий Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019.

Таблица № 26

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Основание
Новочеркасская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»	–	–	–	–	–	–	–	приказ Минэнерго России от 29.06.2017 № 588, проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
1 К-300-240		газ природный	окончательный	–	–	–	264,0	–	
2 К-300-240		газ природный	окончательный	–	–	–	264,0	–	
3 К-270(300) – 240		газ природный	окончательный	–	–	–	270,0	–	
4 К-270(300) – 240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	270,0	–	
5 К-270(300) – 240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	270,0	–	
6 К-290-240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	290,0	–	
7 К-300-240		уголь донецкий	окончательный	–	–	–	300,0	–	
Всего по станции	–	–	–	–	–	1928,0	–		

Таблица № 27

№ п/п	Тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность (мегаватт)	Год изменения
1	2	3	4	5	6	7
1.	Ветровые агрегаты	Ветропарк № 13. (Казачья ВЭС (Первый этап строительства), код ГТП GVIE0633*****	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	18	2020
2.	Ветровые агрегаты	Ветропарк № 20. (Казачья ВЭС (Второй этап строительства), код ГТП GVIE0640*****	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	32	2020

1	2	3	4	5	6	7
3.	Ветровые агрегаты	Ветропарк № 15 (Казачья ВЭС (Третий этап строительства), код ГТП GVIE0635*****)	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	50	2021
4.	Ветровые агрегаты	Ветропарк ФРВ № 9 (Целинская ВЭС (Третий этап строительства), код ГТП GVIE0629*****)	ООО «Ветропарки ФРВ»	ввод	50	2020

\*\*\*\* Информация в соответствии с письмом ООО «Ветропарки ФРВ» от 03.04.2019 № ВВ301-2019.

\*\*\*\*\* Информация в соответствии с письмом ООО «Ветропарки ФРВ» от 04.03.2019 № ВВ303-2019 и техническими условиями на технологическое присоединение энергетических установок ООО «Ветропарки ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 05.03.2019. В соответствии с информацией от собственника (письмо от 04.03.2019 № ВВ303-2019) планируется перенос площадки с территории Краснодарского края на территорию Республики Калмыкия.

### 5.3. Прогноз возможных объемов развития энергетики Ростовской области на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы, а также в соответствии с официальной информацией об итогах конкурсного отбора проектов возобновляемой энергетики на территории Ростовской области в период до 2023 года планируется ввод 17 ветропарков суммарной установленной мощностью 914,5 мегаватт. Информация приведена в таблице № 25 и на рис. 11. По ряду объектов возобновляемой энергетики осуществляется изменение площадок размещения, в том числе с изменением региона размещения ВИЭ. Информация, приведенная в данной работе, принята из проекта СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы и может быть скорректирована в дальнейшем при изменении исходного документа.

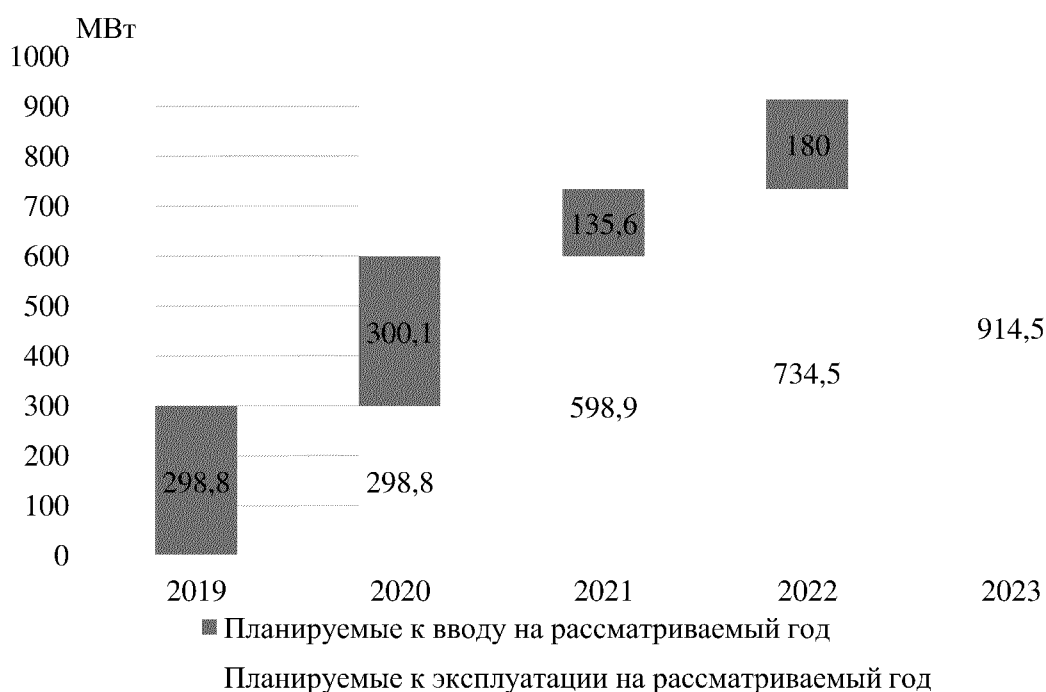


Рис.11.

До настоящего времени отсутствует информация о планируемых схемах присоединения части ветропарков, а также технические условия на технологическое присоединение: Песчаная ВЭС, ВЭС Погорелово, ВЭС Зимовники, Ветропарк ФРВ № 37, Ветропарк ФРВ № 38, Ветропарки № 13, 15, 20 (Казачья ВЭС).

Азовская ВЭС (ООО «Энел Рус Винд Азов») установленной мощностью 90,09 мегаватт. По результатам выполнения внестадийной работы по титулу «Схема выдачи мощности ветровой электростанции – Азовской ВЭС» определен перечень всех необходимых мероприятий, обеспечивающих выдачу мощности Азовской ВЭС, а именно, строительство ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС, выполнение реконструкции ПС 220 кВ А-30 ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 мегавольтампера и с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения

ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС. Также выданы технические условия на технологическое присоединение энергетических установок ООО «Энел Рус Винд Азов» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2017, с изменениями от 04.02.2019.

Ветропарк ФРВ № 31, 32, 34, 35, 36 (Гуковская ВЭС 98,8 мегаватт, ООО «Третий Ветропарк ФРВ»). Ввод электростанции ВЭС Гуковская-1 разделен на 5 этапов в соответствии с информацией в таблице № 25. Определен перечень мероприятий по присоединению к электрической сети: строительство ПС 110/35 кВ Заря с двумя трансформаторами не менее 62,9 мегавольтампер каждый с присоединением ПС отпайкой 2 километра, выполненной проводом АС-240 к ВЛ 110 кВ Г18-Г4. Выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019.

Ветропарк ФРВ № 2, 3 (Каменская ВЭС 100 МВт, ООО «Второй Ветропарк ФРВ»). В составе Каменско – Красносулинской ВЭС, ввод разделен на два этапа в соответствии с таблицей № 25. Определен перечень мероприятий по присоединению к электрической сети: строительство РУ 110 кВ и 35 кВ Каменской ВЭС с двумя трансформаторами 62,9 мегавольтампер с присоединением ПС отпайкой 1,2 километра, выполненной проводом АС-240 к ВЛ 110 кВ ГПП1-Б4. Выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019.

Ветропарк ФРВ № 4, 5 (Сулинская ВЭС 100 МВт, ООО «Второй Ветропарк ФРВ») в составе Каменско-Красносулинской ВЭС, ввод разделен на этапы в соответствии с таблицей № 25. Определен перечень мероприятий по присоединению к электрической сети: строительство РУ 110 кВ и 35 кВ Сулинской ВЭС с двумя трансформаторами 62,9 мегавольтампер с присоединением ПС отпайкой 11,9 километра, выполненной проводом АС-240 к ВЛ 110 кВ Б3-Г14. Выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019.

Ветропарк ФРВ № 7, 8 (Целинская ВЭС 100 МВт, ООО «Ветропарки ФРВ»). Ввод разделен на этапы в соответствии с таблицей № 25. Определен перечень мероприятий по присоединению к электрической сети: строительство ПС 110 кВ Джангар с двумя трансформаторами не менее 62,9 мегавольтампер каждый с присоединением ПС отпайкой от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное до ПС 110 кВ Джангар с образованием ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар. Выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 05.03.2019.

#### 5.4. Оценка

перспективной балансовой ситуации по электроэнергии  
и мощности энергосистемы Ростовской области на 5-летний период

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2023 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) энергосистемы Ростовской области до 2023 года.

Перспективный прогноз потребления электроэнергии и мощности принят на основании долгосрочного прогноза потребления электроэнергии и мощности согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории энергосистемы Ростовской области в соответствии с мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

Перспективный баланс электроэнергии приведен в таблице № 28 и на рис. 12.

Перспективный баланс мощности приведен в таблице № 29 и на рис. 13.

Таблица № 28

Наименование показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление (млн кВт·ч)	19410	19523	19519	19585	19663
Покрытие (производство электрической энергии) (млн кВт·ч), в том числе:	43272	40534	39043	33812	34191
АЭС	31640	28212	28212	28212	28212
ГЭС	630	611	611	611	611
ТЭС	11002	11064	9000	3490	3539
ВИЭ	–	648	1220	1499	1829
Дефицит (-) / избыток (+)	23862	21011	19524	14227	14528

Таблица № 29

Мощность	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Установленная мощность, МВт	7544,7	7844,8	6052,4	6232,4	6232,4
АЭС	4030,3	4030,3	4030,3	4030,3	4030,3
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	3004,2	3004,2	1076,2	1076,2	1076,2
ВИЭ	298,8	598,9	734,5	914,5	914,5
Ограничения мощности, МВт	368,9	669,0	804,6	984,6	984,6
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
ТЭС	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
ВИЭ	298,8	598,9	734,5	914,5	914,5
Располагаемая мощность, МВт	7175,9	7175,9	5247,9	5247,9	5247,9
АЭС	4030,3	4030,3	4030,3	4030,3	4030,3
ГЭС	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0
ТЭС	2958,6	2958,6	1030,6	1030,6	1030,6
ВИЭ	–	–	–	–	–
Максимум потребления, МВт	3109,0	3114,0	3122,0	3133,0	3145,0
Дефицит (-) / избыток (+)	4066,9	4061,9	2125,9	2114,9	2102,9

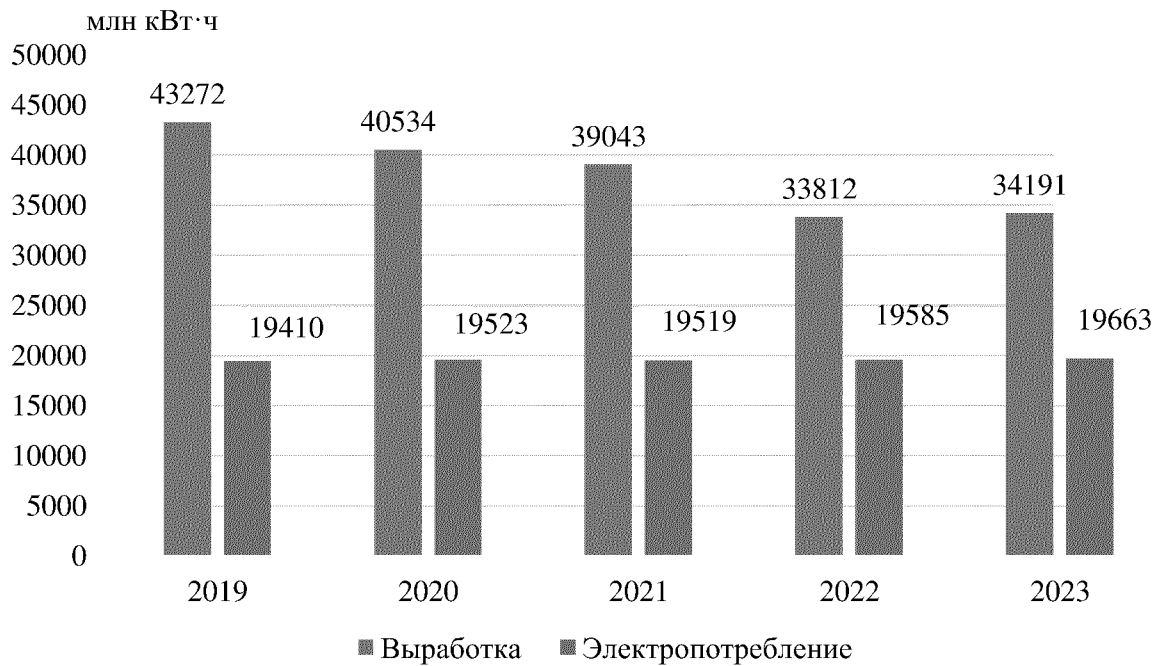


Рис. 12.

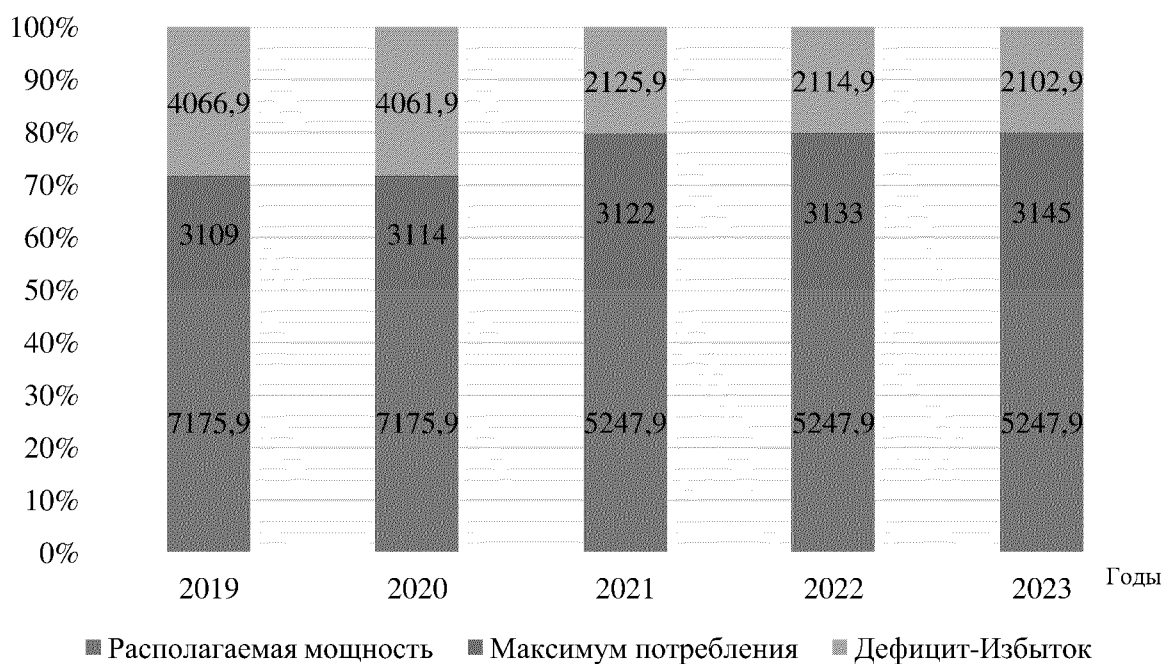


Рис. 13.

Перспективный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ростовской области на период до 2023 года характеризуется как избыточный.

Рост потребления в энергосистеме Ростовской области прогнозируется на протяжении всего рассматриваемого периода. Однако даже после планируемого в 2021 году демонтажа генерирующего оборудования Новочеркасской ГРЭС энергосистема Ростовской области остается избыточной как по электроэнергии, так и по мощности. Избыток генерации обеспечивает резерв мощности, а также выдается в смежные энергосистемы.

С точки зрения балансовой ситуации сооружение дополнительных источников генерации, помимо предусмотренных схемой и программой развития, не требуется на протяжении всего рассматриваемого периода.

### 5.5. Прогноз выработки тепловой энергии на территории Ростовской области на 2019 – 2023 годы

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведен в таблице № 30.

Таблица № 30

Наименование	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
<b>ТЭЦ</b>					
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация») (тыс. Гкал)	949,032	949,032	949,032	949,032	949,032
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (тыс. Гкал)	1818,498	1928,821	1968,256	1954,580	1974,313
ТЭЦ завода «Ростсельмаш» (ООО «Ростсельмашэнерго») (тыс. Гкал)	157,000	157,000	157,000	157,000	157,000
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис») (тыс. Гкал)	154,209	154,209	154,209	154,209	154,209
<b>Котельные</b>					
Центральная котельная, Котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго») (тыс. Гкал)	1274,314	1196,902	1196,902	1202,939	1208,976
Котельные (ООО «Группа Мегаполис») (тыс. Гкал)	4,679	4,679	4,679	4,679	4,679

### 5.6. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Ростовской области на 2019 – 2023 годы

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в муниципальных образованиях разработано 74 схемы теплоснабжения (таблица № 31).

№ п/п	Наименование муниципального образования	Реквизиты приказа/распоряжения, которым утверждена схема теплоснабжения	Срок реализации
1	2	3	4
1.	г. Ростов-на-Дону	приказ Минэнерго России от 26.10.2016 № 1109 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Ростова-на-Дону до 2031 года»	с 2016 по 2031 год
2.	г. Азов	постановление администрации города Азова от 11.09.2014 № 1813 «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Азов» до 2028 года»; постановление администрации города Азова от 13.04.2017 № 809 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Азов»; постановление администрации города Азова от 25.07.2017 № 1654 «О внесении изменений в постановление администрации города Азова от 13.04.2017 № 809»	с 2017 по 2028 год
3.	г. Батайск	постановление администрации города Батайска от 08.02.2016 № 220 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Батайск» Ростовской области на период с 2015 по 2029 год»; постановление администрации города Батайска от 16.08.2017 № 1360 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Батайска»	с 2015 по 2029 год
4.	г. Волгодонск	постановление администрации города Волгодонска от 19.11.2014 № 4055 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2015 – 2029 годов»; постановление администрации города Волгодонска от 06.03.2015 № 1028 «О внесении изменений в приложение к постановлению Администрации города Волгодонска от 19.11.2014 № 4055 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2015 – 2029 годов»; постановление администрации города Волгодонска от 08.07.2016 № 1781 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Волгодонска на период 2015 – 2029 годов (актуализация 2016 год)»	с 2015 по 2029 год
5.	г. Гуково	постановление администрации города Гуково от 21.11.2013 № 1936 «Об утверждении схем теплоснабжения МО «Город Гуково»; постановление администрации города Гуково от 25.04.2016 № 491 «Об утверждении схем теплоснабжения МО «Город Гуково»;	с 2016 по 2025 год

1	2	3	4
		постановление администрации города Гуково от 02.08.2016 № 994 «Об утверждении схемы теплоснабжения МО «Гуково»	
6.	г. Донецк	постановление администрации города Донецка от 20.09.2016 № 1077 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Донецк»	с 2016 по 2031 год
7.	г. Зверево	постановление администрации города Зверево от 25.03.2016 № 254 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Зверево»	с 2016 по 2039 год
8.	г. Каменск-Шахтинский	постановление администрации города Каменск-Шахтинский от 22.08.2011 № 1162 «Об утверждении схемы теплоснабжения города»	с 2011 года и бессрочно
9.	г. Новочеркасск	постановление администрации города Новочеркаска от 13.04.2016 № 649 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Новочеркаска на период до 2028 года»	с 2016 по 2028 год
10.	г. Новошахтинск	постановление администрации города от 19.03.2014 № 310 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Новошахтинска»; постановление администрации города Новошахтинска от 21.04.2016 № 322 «Об утверждении проекта актуализации «Схемы теплоснабжения города Новошахтинска Ростовской области на период до 2031 года (актуализация на 2017 год)»; постановлением администрации города от 12.05.2017 № 412 утвержден проект актуализации «Схемы теплоснабжения города Новошахтинска Ростовской области на период 2017 – 2032 гг. (актуализация на 2018 год)»	с 2017 по 2032 год
11.	г. Таганрог	постановление администрации города Таганрога от 21.01.2014 № 129 «Об актуализации «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Таганрог» на 2012 – 2026 годы», утвержденной постановлением администрации города Таганрога от 26.12.2011 № 4921; постановление администрации г. Таганрога от 06.12.2017 № 2158 «О внесении изменений в постановление администрации г. Таганрога от 15.06.2017 № 864. Постановление администрации г. Таганрога от 15.06.2017 № 864 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Таганрог» на период до 2029 года»	с 2017 по 2029 год
12.	г. Шахты	постановление администрации г. Шахты от 11.11.2014 № 7067 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Шахты» на период до 2028 года»; постановление администрации г. Шахты	с 2014 по 2029 год

1	2	3	4
		от 14.04.2017 № 2028 «Об актуализации на 2018 год Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Шахты» на период до 2028 года, в части актуализации глав 4, 5, 6, 7, 8, 10»	
13.	Азовский район	постановление администрации Кулешовского сельского поселения от 19.08.2014 № 120 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кулешовского сельского поселения Азовского района Ростовской области на период с 2014 до 2028 года»; постановление администрации Кулешовского сельского поселения от 10.04.2017 № 47 «Об актуализации схемы теплоснабжения Кулешовского сельского поселения Азовского района Ростовской области на период с 2014 до 2028 года»	с 2015 по 2028 год
14.	Аксайский район	постановление администрации Аксайского городского поселения от 19.03.2015 № 218 «Об утверждении схемы теплоснабжения Аксайского городского поселения»; постановление администрации Аксайского городского поселения от 31.03.2017 № 272 «Об утверждении схемы теплоснабжения Аксайского городского поселения».	с 2015 по 2030 год
15.		постановление администрации Большелогского сельского поселения от 29.12.2016 № 471 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большелогского сельского поселения Аксайского района Ростовской области до 2030 года. Актуализация на 2017 год»; постановление администрации Большелогского сельского поселения от 20.10.2017 № 522 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большелогского сельского поселения»	с 2017 по 2030 год
16.		распоряжение администрации Рассветовского сельского поселения от 23.10.2014 № 123 «Об утверждении схемы теплоснабжения п. Рассвет Аксайского района Ростовской области до 2028 года»	с 2014 по 2028 год
17.		постановление администрации Истоминского сельского поселения от 31.12.2014 № 321 «Об утверждении схемы теплоснабжения Истоминского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
18.	Белокалитвинский район	постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 28.11.2013 № 251 «Об утверждении схемы теплоснабжения Белокалитвинского городского поселения»; постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 31.03.2016 № 114 «О внесении изменений в постановление администрации	с 2013 по 2028 год

1	2	3	4
		<p>Белокалитвинского городского поселения от 28 ноября 2013 № 251»;</p> <p>постановление администрации Белокалитвинского городского поселения от 01.03.2017 № 83 «Об утверждении схемы теплоснабжения Белокалитвинского городского поселения»</p>	
19.		<p>постановление администрации Богураевского сельского поселения от 14.11.2014 № 117 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»;</p> <p>постановление администрации Богураевского сельского поселения от 28.09.2015 № 99 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»;</p> <p>постановление администрации Богураевского сельского поселения от 01.03.2017 № 38 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богураевского сельского поселения»</p>	с 2014 по 2029 год
20.		<p>постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 25.11.2013 № 237 «Об утверждении схемы теплоснабжения Горняцкого сельского поселения»;</p> <p>постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94 «Об утверждении схемы теплоснабжения Горняцкого сельского поселения»;</p> <p>постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 31.10.2014 № 200 «О внесении изменений в постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94»;</p> <p>постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 25.03.2016 № 112 «О внесении изменений в постановление администрации Горняцкого сельского поселения от 09.06.2014 № 94»</p>	с 2014 по 2030 год
21.		<p>постановление администрации Грушево-Дубовского сельского поселения от 01.12.2014 № 65 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения Грушево-Дубовского сельского поселения Белокалитвинского района Ростовской области»;</p> <p>постановление администрации Грушево-Дубовского сельского поселения от 04.03.2016 № 23 «Об утверждении схемы теплоснабжения Грушево-Дубовского сельского поселения»</p>	с 2014 по 2020 год
22.		<p>постановление администрации Коксовского сельского поселения от 13.10.2014 № 134 «Об утверждении схемы теплоснабжения Коксовского сельского поселения»;</p> <p>постановление администрации Коксовского сельского поселения от 29.02.2016 № 27 «О внесении изменения в схему теплоснабжения</p>	с 2014 по 2029 год

1	2	3	4
		МО «Коксовское сельское поселение»	
23.		решение Собрания Депутатов муниципального образования «Литвиновское сельское поселение» от 17.11.2014 № 62 «Об утверждении схемы теплоснабжения Литвиновского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
24.		постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 10.11.2014 № 84 «Об утверждении схемы теплоснабжения Нижнепоповского сельского поселения»; постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 03.03.2017 № 48 «О внесении изменений в постановление администрации Нижнепоповского сельского поселения от 10.11.2014 № 84 «Об утверждении схемы теплоснабжения Нижнепоповского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
25.		постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23.05.2014 № 75 «Об утверждении схемы теплоснабжения Синегорского сельского поселения»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 27.11.2014 № 211 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 20.11.2015 № 246 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 № 75»; постановление администрации Синегорского сельского поселения от 31.05.2016 № 118 «О внесении изменений в постановление администрации Синегорского сельского поселения от 23 мая 2014 № 75»	с 2014 по 2029 год
26.		постановление администрации Шолоховского городского поселения от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»; постановление администрации Шолоховского городского поселения от 23.10.2014 № 186 «О внесении изменений в постановление от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»; постановление администрации Шолоховского городского поселения от 15.03.2016 № 64 «О внесении изменений в постановление от 20.05.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения Шолоховского городского поселения»	с 2016 по 2020 год

1	2	3	4
27.	Заветинский район	постановление администрации Заветинского сельского поселения от 24.03.2017 № 39 «Об утверждении Схемы теплоснабжения МО «Заветинское сельское поселение» на период до 2031 года»	с 2016 по 2031 год
28.	Зерноградский район	постановление администрации Зерноградского городского поселения от 16.11.2011 № 1034 «Об утверждении схемы теплоснабжения Зерноградского городского поселения»; постановление Администрации Зерноградского городского поселения от 18.10.2016 № 1136 «Об актуализации схемы теплоснабжения Зерноградского городского поселения»	с 2016 по 2031 год
29.		постановление администрации Манычского сельского поселения от 04.09.2012 № 96 «Об утверждении схемы теплоснабжения Манычского сельского поселения»	с 2012 по 2027 год
30.	Каменский район	постановление администрации Астаховского сельского поселения от 08.04.2013 № 20 «Об утверждении схемы теплоснабжения Астаховского сельского поселения»; постановление от 29 декабря 2017 № 90 «О внесении изменений в постановление администрации Астаховского сельского поселения от 08 апреля 2013 № 20 «Об утверждении схемы теплоснабжения Астаховского сельского поселения»	с 2013 по 2028 год
31.		постановление Богдановского сельского поселения от 20.11.2013 № 101 «Об утверждении схемы теплоснабжения Богдановского сельского поселения»	с 2013 по 2028 год
32.		постановление Глубокинского городского поселения от 31.12.2013 № 256 «Об утверждении схем водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения Глубокинского городского поселения»	с 2013 по 2028 год
33.		постановление администрации Старостаничного сельского поселения 17.02.2016 № 18/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Старостаничного сельского поселения»	с 2016 по 2031 год
34.	Красносулинский район	постановление администрации Красносулинского городского поселения от 21.02.2013 № 89 «Об утверждении «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Красносулинское городское поселение»	с 2013 по 2029 год
35.		постановление от 19.09.2015 № 98/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Ковалевского сельского поселения»	2014 – 2018 годы и на период до 2029 года
36.		постановление от 15.07.2015 № 101/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Комиссаровского сельского поселения»	2015 – 2019 годы и на период до 2030 года

1	2	3	4
37.		постановление от 29.06.2012 № 38 «Об утверждении схемы теплоснабжения Углеродовского сельского поселения»	с 2012 по 2027 год
38.		постановление от 11.03.2015 № 41 «Об утверждении схемы теплоснабжения Михайловского сельского поселения»	с 2015 по 2029 год
39.	Матвеево- Курганский район	постановление администрации Алексеевского сельского поселения от 07.06.2015 № 159 «Об утверждении схем теплоснабжения Алексеевского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
40.		постановление администрации Анастасиевского сельского поселения от 24.11.2015 № 210 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Анастасиевское сельское поселение» на период до 2030 года	с 2015 по 2030 год
41.		постановление администрации Большекирсановского сельского поселения от 26.06.2015 № 55 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большекирсановского сельского поселения Матвеево-Курганского района Ростовской области»	с 2015 по 2030 год
42.		постановление администрации Екатериновского сельского поселения от 02.12.2016 № 261 «Об утверждении схемы теплоснабжения Екатериновского сельского поселения Матвеево- Курганского района Ростовской области до 2030 года»	с 2016 по 2030 год
43.		постановление администрации Малокирсановского сельского поселения от 15.12.2015 № 342 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Малокирсановское сельское поселение» на период до 2030 года»	с 2015 по 2030 год
44.		постановление администрации Матвеево- Курганского сельского поселения от 11.06.2015 № 185 «Об утверждении схемы теплоснабжения Матвеево-Курганского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
45.		постановление администрации Новониколаевского сельского поселения от 14.12.2015 № 233 «Об утверждении схемы теплоснабжения на территории Новониколаевского сельского поселения до 2030 года»	с 2015 по 2030 год
46.		постановление администрации Ряженского сельского поселения от 15.12.2015 № 306 «Об утверждении схем теплоснабжения Ряженского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
47.	Миллеровский район	постановление администрации Миллеровского городского поселения от 12.09.2013 № 258-А «Об утверждении схемы теплоснабжения Миллеровского городского поселения»	с 2013 по 2028 год

1	2	3	4
48.	Морозовский район	постановление Морозовского городского поселения от 31.07.2012 № 312 «Об утверждении схемы теплоснабжения Морозовского городского поселения». Постановление Морозовского городского поселения от 17.12.2014 № 330 «О внесении изменений в постановление администрации Морозовского городского поселения от 31.07.2012 № 312»	с 2012 по 2022 год
49.	Обливский район	постановление администрации Обливского сельского поселения от 15.08.2014 № 272 «Об утверждении схемы теплоснабжения Обливского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
50.	Октябрьский район	постановление администрации Кривянского сельского поселения от 22.08.2013 № 173 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кривянского сельского поселения»	с 2013 по 2028 год
51.		постановление администрации Персиановского сельского поселения от 03.12.2013 № 263 «Об утверждении схемы теплоснабжения Персиановского сельского поселения»	с 2013 по 2027 год
52.		постановление администрации Каменоломненского городского поселения от 03.12.2013 № 443 «Об утверждении схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения Каменоломненского городского поселения»	с 2013 по 2027 год
53.	Песчанокопский район	постановление администрации Развильненского сельского поселения от 29.06.2017 № 74 «Об утверждении схемы теплоснабжения Развильненского сельского поселения»	с 2017 по 2032 год
54.	Пролетарский район	постановление администрации Пролетарского городского поселения от 18.03.2013 № 69 «Об утверждении схемы теплоснабжения Пролетарского городского поселения Пролетарского района Ростовской области»	с 2013 по 2028 год
55.	Родионово-Несветайский район	постановление администрации Родионово-Несветайского сельского поселения от 29.10.2014 № 282/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Родионово-Несветайского сельского поселения». Решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 134 «Об утверждении схемы теплоснабжения Родионово-Несветайского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
56.		постановление администрации Барило-Крепинского сельского поселения от 05.12.2014 № 143 «Об утверждении схемы теплоснабжения Барило-Крепинского сельского поселения»; решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 129 «Об утверждении схемы теплоснабжения Барило-Крепинского сельского поселения»	с 2014 по 2030 год

1	2	3	4
57.		<p>постановление администрации Болдыревского сельского поселения от 30.06.2014 № 95 «Об утверждении схемы теплоснабжения и топливно-энергетического баланса Болдыревского сельского поселения»;</p> <p>решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 130 «Об утверждении схемы теплоснабжения Болдыревского сельского поселения»</p>	с 2014 по 2032 год
58.		<p>постановление администрации Большекрепинского сельского поселения от 11.06.2014 № 74 «Об утверждении схемы теплоснабжения и топливно-энергетического баланса муниципального образования «Большекрепинское сельское поселение» Родионово-Несветайского района Ростовской области»;</p> <p>решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 131 «Об утверждении схемы теплоснабжения Большекрепинского сельского поселения»</p>	с 2014 по 2029 год
59.		<p>решение собрания депутатов Кутейниковского сельского поселения от 27.03.2015 № 82 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кутейниковского сельского поселения»;</p> <p>решение собрания депутатов Родионово-Несветайского района от 10.04.2017 № 133 «Об утверждении схемы теплоснабжения Кутейниковского сельского поселения» до 2030 года</p>	с 2015 по 2030 год
60.	Сальский район	<p>постановление администрации Сальского района от 21.10.2013 № 1074 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сальского городского поселения»;</p> <p>постановление администрации Сальского городского поселения от 31.03.2016 № 185 «Об актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Сальское городское поселение» Сальского района Ростовской области»;</p> <p>постановление администрации Сальского городского поселения от 14.04.2017 № 272 «Об актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Сальское городское поселение» Сальского района Ростовской области»</p>	с 2016 по 2028 год
61.		<p>решение Собрания депутатов Буденновского сельского поселения от 30.06.2015 № 111 «Об утверждении схемы теплоснабжения Буденновского сельского поселения Сальского района»;</p> <p>решение Собрания депутатов Буденновского сельского поселения от 25.08.2016 № 193</p>	с 2016 по 2030 год

1	2	3	4
		«Об утверждении схемы теплоснабжения Буденновского сельского поселения Сальского района на 2016 – 2030 годы»	
62.		решение собрания депутатов Гигантовского сельского поселения Сальского района от 30.03.2016 № 181 «Об утверждении схемы теплоснабжения Гигантовского сельского поселения»	с 2016 по 2030 год
63.		решение собрания депутатов Новогорлыкского сельского поселения от 30.08.2016 № 174 «Об утверждении схемы теплоснабжения Новогорлыкского сельского поселения Сальского района»	с 2016 по 2031 год
64.		решение собрания депутатов Сандатовского сельского поселения от 25.08.2016 № 192 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сандатовского сельского поселения Сальского района»	с 2016 по 2031 год
65.	Семикаракорский район	постановление от 14.07.2014 № 248 «Об утверждении схемы теплоснабжения»	с 2014 по 2028 год
66.	Тацинский район	постановление администрации Углегорского сельского поселения Тацинского района от 20.11.2015 № 115 «Об утверждении схемы теплоснабжения Углегорского сельского поселения»	с 2015 по 2030 год
67.	Усть-Донецкий район	постановление администрации Усть-Донецкого района от 28.10.2013 № 1143 «Об утверждении схемы теплоснабжения Усть-Донецкого района»	с 2013 по 2028 год
68.	Целинский район	постановление администрации Целинского сельского поселения от 09.06.2012 № 117 «Об утверждении схем теплоснабжения Целинского сельского поселения на 2012 год»	с 2012 по 2030 год
69.		постановление администрации Среднегорлыкского сельского поселения от 28.04.2015 № 71 «Об утверждении Схемы теплоснабжения Среднегорлыкского сельского поселения Целинского района Ростовской области»	с 2015 по 2030 год
70.	Цимлянский район	постановление администрации Цимлянского городского поселения от 04.02.2015 № 24 «Об утверждении схемы теплоснабжения Цимлянского городского поселения на 2014 – 2029 годы»	с 2014 по 2029 год
71.		постановление администрации Красноярского сельского поселения Цимлянского района от 28.11.2014 № 78 «Об утверждении схемы теплоснабжения на территории Красноярского сельского поселения»	с 2014 по 2029 год
72.		постановление администрации Саркеловского сельского поселения от 21.12.2015 № 163 «Об утверждении схем теплоснабжения и определении гарантирующей организации в	с 2015 по 2030 год

1	2	3	4
		сфере централизованного теплоснабжения на территории Саркеловского сельского поселения»	
73.	Чертковский район	постановление администрации Сохрановского сельского поселения от 27.07.2016 № 117/1 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сохрановского сельского поселения»	с 2016 по 2031 год
74.	Шолоховский район	постановление администрации Вешенского сельского поселения Шолоховского района от 28.01.2013 № 28 «Об утверждении схемы теплоснабжения Вешенского сельского поселения Шолоховского района Ростовской области»; постановление администрации Вешенского сельского поселения Шолоховского района от 29.12.2014 № 359 «Об утверждении схемы теплоснабжения Вешенского сельского поселения Шолоховского района Ростовской области»	с 2014 по 2029 год

**5.7. Мероприятия  
по использованию газопоршневых ТЭЦ с когенерацией  
и других источников энергии, мероприятия по энергоэффективности  
и энергосбережению на территории Ростовской области**

Предложения по переводу действующих котельных на режим работы с когенерацией, в том числе с использованием газопоршневых энергоустановок отсутствуют.

**5.8. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе**

В таблице № 32 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории Ростовской области.

Таблица № 32

Наименование	Топливо	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7
<b>Электростанции</b>						
Волгодонская ТЭЦ-2 (ООО «Волгодонская тепловая генерация»)	газ (млн куб. м)	367,4	368,8	368,8	368,8	368,8
	газ (тыс. т у.т.)	427,8	429,5	429,5	429,5	429,5
Ростовская ТЭЦ-2, РК-3 (ООО «ЛУКОЙЛ- Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	378,4	401,8	407,1	405,1	407,5
	газ (тыс. т у.т.)	440,7	468,1	474,2	471,8	474,7
Шахтинская ГТЭС (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. м)	112,8	112,8	112,8	112,8	112,8
	газ (тыс. т у.т.)	127,4	127,4	127,4	127,4	127,4

1	2	3	4	5	6	7
Котельные						
Центральная котельная, Котельная № 4 (ООО «ЛУКОЙЛ- Ростовэнерго»)	газ (млн куб. м)	179,2	168,9	168,9	169,8	170,6
	газ (тыс. т у.т.)	208,6	196,6	196,6	197,5	198,5
Котельные (ООО «Группа Мегаполис»)	газ (млн куб. м)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	газ (тыс. т у.т.)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

### 5.9. Перечень реализуемых и перспективных проектов развития территориальных распределительных сетей

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области сформированы на основании:

проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы;  
утвержденных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств;

результатов расчетов электроэнергетических режимов;  
предложений филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ.

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области приведены в таблице № 33.

Таблица № 33

№ п.п.	Электросетевой объект	Параметры объекта		Год ввода	Основание для мероприятия
		км	МВА		
1	2	3	4	5	6
1.	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1 x 87,8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	500 кВ / 1 x 87,8	–	2022	обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Ростовской области. Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
2.	Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА (с увеличением автотрансформаторной мощности на 63 МВА до 126 МВА)	–	1 x 63 МВА	2020	обеспечение технологического присоединения ООО «Энел Рус Винд Азов», выдача мощности Азовской ВЭС (90,09 МВт). Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Энел Рус Винд Азов» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2017, с изменениями от 04.02.2019
	Расширение ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку 220 кВ	–	–		
	Расширение ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку 110 кВ	–	–		
3.	Строительство ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС	110 кВ / 48,143 км	–	2020	
	Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС	–	–		
4.	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьей АТГ 501 МВА и установкой 2 ячеек 220 кВ для ТП ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат»	–	1 x 3x 167 МВА	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат». Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.04.2013 с изменениями от 19.05.2015
5.	Строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) ориентировочной протяженностью 42 км (2x21 км)	2 x 21	–	2020	
	Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 МВА (2x160 МВА, 2x80 МВА, 2x63 МВА)	–	2 x 160 МВА; 2 x 80 МВА; 2 x 63	2020 2023	

1	2	3	4	5	6
			МВА		
6.	Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 км (2 x 16 км)	2 x 16	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания». Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энергосервисная компания» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 27.05.2012 с изменениями от 06.06.2013, от 20.12.2013, от 19.04.2016 и от 06.06.2017
	Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2 x 125 МВА)	–	2 x 125 МВА	2019	
7.	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2 x 40 МВА)	–	2 x 40 МВА	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии». Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы, Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 04.02.2019
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 км (2 x 1 км)	2 x 1	–	2022	
8.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НчГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская ориентировочной протяженностью 0,25 км (2x0,125 км)	2 x 0,125	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тепличный комбинат «Донской»». Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.
	Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 МВА	–	1 x 40 МВА	2019	

1	2	3	4	5	6
					Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Тепличный комбинат «Донской» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 03.08.2016
9.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая № 2 и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая. Расширение ПС 220 кВ Зимовники на две линейные ячейки 110 кВ	2 x 2,3	–	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.08.2017
10.	Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с выполнением замены трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	–	2 x 40 МВА	2019	
11.	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с выполнением замены трансформаторов мощностью 2 x 25 МВА на трансформаторы мощностью 2 x 40 МВА	–	2x40	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 28.10.2015 с изменениями от 30.10.2017 и от 30.11.2018
12.	Техпереворужение ПС 220 кВ Погорелово в части замены автотрансформатора 125 МВА на автотрансформатор 125 МВА		125 МВА	2020	реновация основных фондов ПАО «ФСК ЕЭС». Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
13.	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с выполнением замены трансформатора Т2 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА	–	10	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 24 июля 2017 г.

1	2	3	4	5	6
14.	Реконструкция ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь с заменой провода АС-150 на провод с пропускной способностью не менее АС-185.  Реконструкция ПС 110 кВ ГТП с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь, выполненной проводом АС-150 на провод с пропускной способностью не менее АС-185	2 × 3,1 км		2019	для исключения ввода ГАО для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в Новочеркасском энергоузле в объеме 13 МВт
15.	Строительство ПС 110 кВ Заря с двумя трансформаторами не менее 62,9 МВА	–	не менее 2 x 62,9	2019	обеспечение выдачи мощности Гуковской ВЭС.  Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019
16.	Строительство ЛЭП от опоры № 42 ВЛ 110 кВ Г-4 – Г-18 до ПС 110 кВ Заря	2	–		
17.	Строительство ЛЭП от опоры № 168 ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1 до Каменской ВЭС	1,2	–	2019	обеспечение выдачи мощности Каменской ВЭС.  Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019
18.	Строительство ЛЭП от опоры № 2 ВЛ 110 кВ Б3 – Г14 до Сулинской ВЭС	11,9	–	2019	обеспечение выдачи мощности Сулинской ВЭС.  Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019
19.	Реконструкция ПС 220 кВ Р-4 со строительством двух линейных ячеек в ОРУ-110 кВ			2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств министерства строительства, архитектуры, и территориального развития Ростовской области.  Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО
20.	Строительство ПС 110 кВ Минстрой с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ и мощностью 16 МВА каждый		2x16		
21.	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Р-4 – Минстрой	2x15			

1	2	3	4	5	6
					«Донэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.03.2019
22.	Реконструкция ПС 220 кВ Донецкая со строительством одной линейной ячейки в ОРУ-110 кВ			2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ПМТ». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ПМТ» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 19.04.2018 с изменениями от 12.12.2018
23.	Строительство ПС 110 кВ ПМТ с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА		1 x 63		
24.	Строительство одной ЛЭП 110 кВ Донецкая – ПМТ	определить проектом			
25.	Строительство ПС 110/10 кВ АгроМаркет с двумя трансформаторами 25 МВА каждый		2 x 25	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «РусАгроМаркет – Ростов-на-Дону». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «РусАгроМаркет – Ростов-на-Дону» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 26.06.2017
26.	Строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 25 ВЛ 110 кВ НЗБ-Ш42 1, 2 цепь до ПС 110/10 кВ АгроМаркет	определить проектом			
27.	Строительство ПС 110/6 кВ Заявителя с двумя трансформаторами по 16 МВА		2 x 16	2021	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ООО «Ростсельмашэнерго» от 25.04.2016
28.	Строительство ЛЭП 110 кВ отпайками до ПС 110/6 кВ Заявителя от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь с отпайкой на ПС ГПП-3 (опора №14) и от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь с отпайкой на ПС ГПП-3 (опора № 14)	определить проектом			
29.	Строительство ПС 110 кВ Джангар с двумя трансформаторами не менее 62,9 МВА каждый и одним трансформатором 35/0,4 кВ		не менее 2 x 62,9	2020	обеспечение выдачи мощности Целинской ВЭС. Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Ветропарки ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 05.03.2019
30.	Строительство ЛЭП 110 кВ для подключения отпайкой от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное до ПС 110 кВ Джангар с образованием ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар	определить проектом			

## 5.10. Расчеты

электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше Ростовской области на 2019 – 2023 годы

Расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Ростовской области для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭС Ростовской области выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2019 – 2023 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня. При выполнении расчетов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего периода принята минус 12 градусов, для летнего периода – плюс 30 градусов.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения / вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭС Ростовской области на перспективу развития 2019 – 2023 годы были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2019 – 2025, а также мероприятиями инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» и крупных потребителей по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице № 33.

В работе выполнен анализ режимно-балансовой ситуации на период 2019 – 2023 годов в энергорайоне ОЭС Юга, состоящем из энергосистемы Ростовской области, энергосистемы Республики Калмыкия, энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, энергосистемы Ставропольского края, энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, а также энергосистем Республик Северного Кавказа. При этом рассмотрена схемно-режимная ситуация с раздельной работой Донбасской энергосистемы и ОЭС Украины. Рассмотренный энергорайон ОЭС Юга не включает в себя энергосистемы Астраханской и Волгоградской областей. Рассматриваемый энергорайон связан с ЕЭС России линиями электропередачи, входящими в контролируемое сечение «Волгоград – Ростов». Далее по тексту рассматриваемый энергорайон ОЭС Юга упоминается как «Энергорайон ОЭС Юга за контролируемым сечением «Волгоград – Ростов».

В состав контролируемого сечения «Волгоград – Ростов» входят следующие линии электропередачи:

ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная;

ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты в 2018 – 2021 годах и ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская в 2022 – 2023 годах;

ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2;

ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково;

ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Волгоград-Ростов» в направлении энергосистемы Ростовской области составляет в нормальной схеме электрической сети 1320 мегаватт.

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации части ОЭС Юга за контролируемым сечением «Волгоград-Ростов» принимались указанные ниже исходные данные:

на период до 2023 года в операционной зоне ОЭС Юга учтены следующие вводы генерирующего оборудования с гарантированной поставкой мощности:

Ударная ТЭС (275 МВт) – 2020 год;

Ударная ТЭС (225 МВт) – 2021 год;

Сакская ТЭЦ (32 МВт) – 2019 год;

Балаклавская ТЭС (235 МВт) – 2019 год;

Таврическая ТЭС (235 МВт) – 2019 год;

Зарамагская ГЭС (Мизурская ГЭС) (346 МВт) – 2019 год;

Грозненская ТЭС (180 МВт) – 2019 год;

мобильные ГТЭС в Крымской энергосистеме установленной мощностью 396 МВт выведены в резерв с 2019 года;

в связи с негарантированностью генерирующая мощность солнечных и ветровых электростанций для часа прохождения максимума потребления мощности осенне-зимнего периода (ОЗП) не учитывалась;

доступная мощность ГЭС принята по усредненным фактическим режимам работы в зимний период с учетом имеющихся ограничений гидроресурсов;

доступная мощность тепловых электростанций принята в соответствии с усредненными фактическими значениями в зимний период за последние пять лет;

переток мощности в энергосистемы Республики Южная Осетия, Грузии и смежные энергосистемы принят в объеме 1040 МВт;

вывод из эксплуатации энергоблоков № 1 – 7 филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС с 1 января 2021 г.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Юга за контролируемым сечением «Волгоград – Ростов» в час максимума потребления мощности ОЗП (МВт) на период 2019–2023 годов приведен в таблице № 34.

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Спрос на мощность за сечением «Волгоград – Ростов», в том числе:	15506	15728	15948	16195	16338
прогнозируемое потребление мощности энергосистем	14466	14688	14908	15155	15298
переток мощности в энергосистему Южной Осетии и смежные энергосистемы	1040	1040	1040	1040	1040
доступная мощность электростанций за сечением «Волгоград – Ростов»	15664	15977	14476	14476	14476
требуемый переток мощности в сечении «Волгоград – Ростов»	-158	-249	1472	1720	1863
максимально допустимый переток (МДП) в нормальной схеме в сечении «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1320	1320	1320	1320	1320
запас по пропускной способности в нормальной схеме в сечении «Волгоград – Ростов»	1478	1569	-152	-400	-543
доступная мощность электростанций, находящихся за сечением «Волгоград – Ростов», при аварийном отключении блока 1100 МВт Ростовской АЭС	14564	14877	13376	13376	13376
+избыток / -дефицит мощности в ОЭС Юга за сечением «Волгоград – Ростов» при аварийном отключении блока Ростовской АЭС 1100 МВт	378	469	-1252	-1500	-1643

Анализ режимно-балансовой ситуации в ОЭС Юга без энергосистем Волгоградской и Астраханской областей на перспективу до 2023 года показывает, что после вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 – 7 Филиала ПАО «ОГК-2» Новочеркасская ГРЭС с 1 января 2021 г. в данной части ОЭС Юга возникает непокрываемый дефицит мощности уже в нормальной схеме электрической сети при использовании всей доступной мощности генерирующего оборудования электростанций. Величина дефицита мощности в нормальной схеме увеличивается со 152 мегаватт в 2021 году до 543 мегаватт в 2023 году.

При нормативном возмущении – аварийном отключении энергоблока Ростовской АЭС мощностью 1100 МВт в нормальной схеме электрической сети – непокрываемый дефицит мощности составит от 1252 мегаватт в 2021 году до 1643 мегаватт в 2023 году.

Таким образом, при рассматриваемом сценарии развития ОЭС Юга при выводе из эксплуатации энергоблоков № 1 – 7 Филиала ПАО «ОГК-2» – Новочеркасская ГРЭС на период до 2023 года в ОЭС Юга без энергосистем Волгоградской и Астраханской областей необходимо сооружение генерирующих объектов установленной мощностью не менее 1643 мегаватт.

В настоящее время ПАО «ОГК-2» ведется разработка документации по титулу «Технико-экономическое обоснование замещающих мероприятий для обеспечения возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Новочеркасская ГРЭС». Согласованные всеми заинтересованными сторонами технические решения по данному титулу до настоящего времени окончательно не разработаны.

В связи с чем расчеты электроэнергетических режимов на 2021 – 2023 годы выполнены с учетом замещающих мероприятий по строительству объектов генерации с установленной мощностью не менее выводимой величины.

#### 5.11. Анализ характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на 2019 – 2023 годы

Расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Ростовской области для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭС Ростовской области выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2019 – 2023 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2019 – 2023 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице № 33.

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭС Ростовской области в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2019 – 2023 годы выявлено следующее:

1. В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Ростовской области параметры режима находятся в области допустимых значений.

2. При нормативных возмущениях в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования:

ВЛ 220 кВ А-20 – А-30;

ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20;

ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская;

АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ;

АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ А-30;

ВЛ 220 кВ Староминская – А-30;

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29;

КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20;

ВЛ 110 кВ С2 – С3;

ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 с отп. на ПС Заря.

ВЛ 220 кВ А-20 – А-30. Наибольшее превышение ДДТН ВЛ 220 кВ А-20 – А-30 наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2019 года. Перегруз возникает при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань. Максимальная токовая загрузка ВЛ 220 кВ А-20 – А-30 – 119 процентов от ДДТН (770 А). Для снятия перегруза необходимо отключить ВЛ 220 кВ А-20 – А-30, а также перевести часть нагрузки с ПС 220 кВ Крыловская на ПС 220 кВ Староминская. При этом возникает перегруз выше АДТН ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская, который ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ Степная тяговая – Кущевская с отпайкой на ПС 110 кВ НПС.

ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20. Наибольшее превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20 наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2019 года. Перегруз

возникает при аварийном отключении 2 с 2 СШ 220 кВ Новочеркасской ГРЭС. Максимальная токовая загрузка ВЛ Р-20 – А-20 составляет 125 процентов от Идтн (805 А). В настоящее время ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20 оснащена АОПО, действующей на отключение МВ220 А30 (ОСВ220) на ПС 220 кВ А-20, которая ликвидирует перегруз. При этом ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская составляет 114 процентов от Идтн (418 А). Перегруз ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская снимается отключением выключателя ВЛ 110 кВ Самарская – Юбилейная на ПС 110 кВ Юбилейная.

ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская. Наибольшее превышение ДДТН ВЛ 220 Койсуг – Самарская наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов. Перегруз возникает при аварийном отключении ВЛ 220 кВ А-20 – А-30. Максимальная токовая загрузка ВЛ 220 Койсуг – Самарская составляет 133 процента от Идтн (489 А). Перегруз ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ Степная тяговая – Кущевская с отпайкой на ПС 110 кВ НПС.

АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ. Превышение ДДТН АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ НЗБ. Максимальная токовая нагрузка выявлена в режиме летних максимальных нагрузок 2019 года и составляет 111 процентов (347 А) от Идоп (314 А). По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН АТ-2 на ПС 220 кВ НЗБ до 120 процентов (377 А) от Ином (314 А) при температуре окружающей среды 30<sup>0</sup>С на 24 часа. Следует отметить, превышение ДДТН выявлено только в режимах летних максимальных нагрузок и не превышает допустимой перегрузки в течение 24 часов. Таким образом, при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ НЗБ в режиме летнего максимума нагрузок, загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ НЗБ снизится ниже ДДТН после прохождения максимума нагрузок без выполнения схемно-режимных мероприятий.

АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ А-30. Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ А-30 наблюдается в режимах зимних минимальных, летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2020 – 2023 годов при аварийном отключении 2 с 220 кВ на ПС 220 кВ А-30. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 на ПС 220 кВ А-30 выявлена в режиме летних минимальных нагрузок 2020 года и составляет 125 процентов (197 А) от Идоп (158 А). Токовая перегрузка АТ-1 на ПС 220 кВ А-30 ликвидируется действием АОПО на ОГ Азовской ВЭС. Необходимый объем разгрузки Азовской ВЭС в рассмотренном послеаварийном режиме составляет 15 МВт. Превышение ДДТН АТ-2 ПС 220 кВ А-30 наблюдается в режимах зимних минимальных, летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2020 – 2023 годов. Наибольшее превышение возникает при аварийном отключении 1 с 110 кВ на ПС 220 кВ А-30. Максимальная токовая нагрузка АТ-2 на ПС 220 кВ А-30 выявлена в режиме летних минимальных нагрузок 2020 года и составляет 129 процентов (203 А) от Идоп (158 А). Токовая перегрузка АТ-2 на ПС 220 кВ А-30 ликвидируется действием АОПО на ОГ Азовской ВЭС. Необходимый объем разгрузки Азовской ВЭС в указанном послеаварийном режиме составляет 17 мегаватт.

ВЛ 220 кВ Староминская – А-30. Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Староминская – А-30 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Староминская – А-30 выявлена при отключении в режиме летних максимальных нагрузок 2020 года и составляет 118 процентов от Иддтн (765 А). Токовая перегрузка ВЛ 220 кВ Староминская – А-30 ликвидируется действием АОПО на отключение ВЛ 220 кВ А-20 – А-30. При этом возникает перегруз выше АДТН ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Койсуг – Самарская, который ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ Степная тяговая – Кущевская с отпайкой на ПС 110 кВ НПС.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29. Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-20 – Р5 с отпайками. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 выявлена при отключении в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года и составляет 103 процента от Иддтн (588 А). Токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 ликвидируется отключением СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Самбек.

КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20. Превышение ДДТН КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2019 года при аварийном отключении 2 сш 220 кВ ПС 220 кВ Р-20 или ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20. Максимальная токовая нагрузка КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 составляет 108 процентов от Иддтн (701 А). Для ликвидации перегрузки КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 достаточно включить в транзит ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками на ПС 220 кВ А-20.

ВЛ 110 кВ С2 – С3. Превышение АДТН ВЛ 110 кВ С2 – С3 наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2019-2023 годов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Г2 – Г18. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ С2 – С3 возникает в период летних минимальных нагрузок 2019 года и составляет 104 процента от Иадтн (369 А). В соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергетических установок ООО «Третий Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019 предусматривается установка на ПС 110 кВ Г4 АОПО ВЛ 110 кВ Г18–Г4 с отп. на ПС Заря с действием на ограничение генерации Гуковской ВЭС. После снижения генерации Гуковской ВЭС также ликвидируется перегруз ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 с отпайкой на ПС Заря в рассматриваемом послеаварийном режиме.

ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 с отпайкой на ПС Заря. Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 с отпайкой на ПС Заря наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2019 – 2023 годов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ С3 – Г4. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 с отпайкой на ПС Заря возникает в период летних максимальных нагрузок 2019 года и составляет 105 процентов от Иддтн (386 А). Для ликвидации перегрузки в указанном послеаварийном режиме достаточно снизить генерацию Гуковской ВЭС на 10 мегаватт.

После снижения генерации Гуковской ВЭС также ликвидируется перегруз ВЛ 110 кВ Г2 – Г18 в рассматриваемом послеаварийном режиме.

3. При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования:

- АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ;
- АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зимовники;
- ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь;
- ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29;
- АТ-1 Ростовской АЭС.

АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ. Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ наблюдается в режимах летних и зимних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ НЗБ возникает в период летних максимальных нагрузок 2019 года в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ НЗБ при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32 и составляет 119 процентов от  $I_{ддтн}$  (373 А). По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН АТ-1 на ПС 220 кВ НЗБ до 120 процентов (377 А) от  $I_{ном}$  (314 А) при температуре окружающей среды 30°С на 24 часа. Следует отметить, превышение ДДТН выявлено только в режимах летних максимальных нагрузок и не превышает допустимой перегрузки в течение 24 часов. Таким образом, при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ НЗБ в режиме летнего максимума нагрузок, загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ НЗБ снизится ниже ДДТН после прохождения максимума нагрузок без выполнения схемно-режимных мероприятий.

АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зимовники. Превышение ДДТН АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зимовники наблюдается в режимах зимних максимальных нагрузок 2019 года. Максимальная токовая нагрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зимовники возникает в схеме ремонта АТ-2, АТ-1 ПС 220 кВ Зимовники при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Зимовники с отпайками и составляет 113 процентов от  $I_{ддтн}$  (176 А). По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зимовники до 120 процентов (187 А) от  $I_{ном}$  (156 А) при температуре окружающей среды 30°С на 20 минут. Данного времени достаточно для проведения схемно-режимных мероприятий, которые позволяют ликвидировать перегрузы АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зимовники: выполнение разрывов в сети 110 кВ на ПС 110 кВ Харьковская и ПС 110 кВ Двойная тяговая.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь. Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь наблюдается в режимах зимних и летних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I (II) цепь возникает в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 II (I) цепь и составляет 119 процентов от  $I_{ддтн}$  (713 А). Для ликвидации перегрузов достаточно выполнить следующие мероприятия: отключить ОСВ-110 на ПС 110 кВ Р19 и АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ Р-20.

ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29. Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 цепь наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2019-2023 годов. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 возникает в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Р-20 –

P19 I (II) цепь при аварийном отключении ВЛ 110 кВ P-20 – P19 II (I) цепь и составляет 119 процентов от Idдтн (713 А).

Для ликвидации перегрузов необходимо выполнить следующие мероприятия: выполнить разрыв в сети 110 кВ на ПС 110 кВ Хапры и отключить АТ-1 или АТ-2 на ПС 220 кВ P-20.

Таким образом, при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ P-20 – P19 I цепь или ВЛ 110 кВ P-20 – P19 II цепь необходимо превентивно выполнять разрыв в сети 110 кВ на ПС 110 кВ Хапры.

АТ-1 Ростовской АЭС. Превышение ДДТН АТ-1 Ростовской АЭС наблюдается в режимах летних минимальных нагрузок 2022 – 2023 годов при нормативных возмущениях в ремонтных схемах. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 Ростовской АЭС выявлена в режиме летних минимальных нагрузок 2022 года в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростовская и составляет 120 процентов (696 А) от Iдоп (578 А). По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН АТ-1 Ростовской АЭС до 123 процента (709 А) от Iном (578А) при температуре окружающей среды выше плюс 30<sup>0</sup> С на 2 часа. На Ростовской АЭС установлена АОПО АТ1 (ШЭЭ 223А 0108-20Е2) Ростовской АЭС с замером мощности по стороне 500 кВ с действием:

1-я ступень: 607 А (при температуре окружающего воздуха от 5<sup>0</sup> С до плюс 30<sup>0</sup> С), 15 секунд на сигнал;

2-я ступень: 751 А, 1200 секунд на Ростовской АЭС на отключение ШСВ-6 с запретом АПВ (нормально выведена из работы в летний сезон);

3-я ступень: 751 А, 1205 секунд на Ростовской АЭС на отключение В-8 (ОВ-4) с запретом АПВ и включение ШСВ-6 (введена);

4-я ступень: 876 А, 6 секунд на Ростовской АЭС на отключение В-8 (ОВ-4) с запретом АПВ и включение ШСВ-6 (введена).

В рассматриваемом режиме токовой загрузки АТ-1 Ростовской АЭС (696 А) недостаточно для срабатывания 2 или 3 ступеней АОПО на отключение ШСВ-6 и В-8. Перегрузка АТ-1 Ростовской АЭС ликвидируется после прохождения максимума нагрузок и не требует выполнения схемно-режимных мероприятий.

В ремонтных схемах при нормативных возмущениях отсутствует необходимость ограничения режима электроснабжения потребителей электрической энергии для ликвидации токовой перегрузки следующих ЛЭП и оборудования. Все перегрузы снимаются схемно-режимными мероприятиями, разгрузкой генерации и работой ПА.

#### 5.12. Мероприятия и схемы для обеспечения внешнего энергоснабжения территорий опережающего социально-экономического развития

Территория опережающего социально-экономического развития «Гуково». Подключение объектов заявленной мощностью 40 мегаватт ТЭСЭР «Гуково» предлагается осуществить в два этапа. На первом этапе предлагается выполнить строительство ПС 35/10 кВ ТОР Гуково1 с трансформаторами

номинальной мощностью 2 x 16 мегавольтампер и строительство ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Г4 до ПС 35 кВ ТОР Гуково1, подключив их отпайками от первых опор ВЛ 35 кВ Г4-Г16-Г1, Г4-Г5.

На втором этапе предлагается выполнить строительство второй ПС 35/10 кВ ТОР Гуково2 с трансформаторами номинальной мощностью 2 x 16 мегавольтампер, выполнить строительство участков ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ ТОР Гуково1 до ПС 35/10 кВ ТОР Гуково2 и выполнить комплексную реконструкцию ПС 110/35/6 кВ Г4.

Мероприятия для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ТЭСЭР «Гуково», итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

Территории опережающего социально-экономического развития «Зверево» и «Донецк».

16 марта 2018 г. принято постановление Правительства Российской Федерации № 263 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Зверево».

Территория опережающего социально-экономического развития «Зверево» (далее – ТЭСЭР «Зверево») создается в целях содействия развитию города Зверево путем диверсификации экономики, привлечения в монопрофильное муниципальное образование инвестиций и создания новых рабочих мест, не связанных с деятельностью градообразующей организации АО «ШАХТОУПРАВЛЕНИЕ «ОБУХОВСКАЯ», производства экспортноориентированной и импортозамещающей продукции.

16 марта 2018 г. принято постановление Правительства Российской Федерации № 280 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Донецк».

Территория опережающего социально-экономического развития «Донецк» (далее – ТЭСЭР «Донецк») создается в целях содействия развитию города Донецка путем диверсификации экономики, привлечения в монопрофильное муниципальное образование инвестиций и создания новых рабочих мест, не связанных с деятельностью градообразующей организации ОАО «Донецкая мануфактура М», производства экспортно ориентированной и импортозамещающей продукции.

По состоянию на 1 марта 2019 г. потребности резидентов ТЭСЭР «Зверево» и ТЭСЭР «Донецк» в электрической энергии обеспечиваются существующими электрическими сетями. В случае подачи заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям, мероприятия для обеспечения технологического присоединения указанных в заявках объектов, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с

Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

### 5.13. Перечень мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Ростовской области определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ)\*.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 г.

Для определения величины капитальных затрат в прогнозных ценах 1 квартала 2019 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на период до 2036 года, в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.05.2016 № 380 (таблица № 35).

Таблица № 35

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2018	I квартал 2019 г.
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал (процентов к предыдущему году)	прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (базовый прогноз)	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28 ноября 2018 г.	104,9	101,2

\*УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области приведены в таблице № 36.

Таблица № 36

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации	Основание для выполнения мероприятия	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Стоимость в ценах I квартала 2019 г. (млн рублей с НДС)
1	2	3	4	5	6
Вводы объектов в соответствии с СиПР ЕЭС на 2019 – 2025 годы, а также для обеспечения технологического присоединения потребителей					
Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с установкой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА (с увеличением автотрансформаторной мощности на 63 МВА до 126 МВА)	1 x 63 МВА	2020	обеспечение технологического присоединения ООО «Энел Рус Винд Азов», выдача мощности Азовской ВЭС (90,09 МВт). Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Энел Рус Винд Азов» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2017, с изменениями от 04.02.2019	ПАО «ФСК ЕЭС»	235,84*
Расширение ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку 220 кВ	–				
Расширение ПС 220 кВ А-30 на одну линейную ячейку 110 кВ	–				
Реконструкция ПС 220 кВ А-30 с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС	–				
Строительство ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС	110 кВ / 48,143 км	2020			550,47

1	2	3	4	5	6
Строительство ПС 110/35 кВ Заря с двумя трансформаторами мощностью не менее 62,9 МВА каждый	не менее 2 х 62,9 МВА	2019	обеспечение выдачи мощности Гуковской ВЭС. Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Третий Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	505,80
Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 42 ВЛ 110 кВ Г18 – Г4 к ПС 35/110 кВ Заря, ориентировочной протяженностью 2 км	110 кВ / 2 км	2019		филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	21,05
Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 168 ВЛ 110 кВ Б4-ГПП1 к Каменской ВЭС, ориентировочной протяженностью 1,2 км	110 кВ / 1,2 км	2019	обеспечение выдачи мощности Каменской ВЭС. Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»	76,92
Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры № 2 ВЛ 110 кВ Б3-Г14 к Сулинской ВЭС, ориентировочной протяженностью 11,9 км	110 кВ / 11,9 км	2019	обеспечение выдачи мощности Сулинской ВЭС. Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Второй Ветропарк ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 14.03.2019		
Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой АТГ 501 МВА и установкой 2 ячеек 220 кВ для ТП ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат»	1 х 3 х 167 МВА	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат»	ПАО «ФСК ЕЭС»	946,31*
Строительство ВЛ 220 кВ Шахты – Красносулинский	220 кВ / 2 х 21 км	2020	проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы. Утвержденные ТУ на ТП	ООО «Красносулинский Металлургический	1 155,38*

1	2	3	4	5	6
Металлургический Комбинат (КМК) ориентировочной протяженностью 42 км (2 x 21 км)			энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» к электрическим сетям	Комбинат»	1 733,69*
Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 МВА ( 2x 160 МВА, 2 x 80 МВА, 2 x 63 МВА)	2 x 160 МВА 2 x 80 МВА 2 x 63 МВА	2020 2023	ПАО ФСК ЕЭС» от 26.04.2013 с изменениями от 19.05.2015		
Строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 км (2x16 км)	2 x 16 км	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания».	ООО «КЭСК»	977,04*
Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2 x 125 МВА)	2 x 125 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 27.05.2012 с изменениями от 06.06.2013, от 20.12.2013, от 19.04.2016 и от 06.06.2017		
Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2 x 40 МВА)	2 x 40 МВА	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств	ООО «Донские биотехнологии»	819,81*
Строительство заходов ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск	220 кВ / 2 x 1 км	2022	ООО «Донские биотехнологии» проект СиПР ЕЭС России на 2019 –	ПАО «ФСК ЕЭС»	40,15*

1	2	3	4	5	6
на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 км (2 x 1 км)			2025 годы, Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Донские биотехнологии» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2013 с изменениями от 10.07.2013, от 02.02.2015, от 11.09.2015, от 04.02.2019		
Строительство заходов ВЛ 220 кВ НчГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская ориентировочной протяженностью 0,25 км (2 x 0,125 км)	220 кВ / 2 x 0,125 км	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тепличного комбинат «Донской».	ООО «Тепличный комплекс «Донской»	6,16*
Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 МВА	1 x 40 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Тепличного комбинат «Донской» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 03.08.2016	ООО «Тепличный комплекс «Донской»	690,89*
Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1 x 87.8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ	500 кВ / 1 x 87,8 км	2022	обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Ростовской области. Проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»	2 948,80*
Техперевооружение ПС 220 кВ Погорелово в части замены автотрансформатора 125 МВА на автотрансформатор 125 МВА	1 x 125 МВА	2020	реновация основных фондов ПАО «ФСК ЕЭС». проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»	274,03*

1	2	3	4	5	6
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Зимовники – Зимовники тяговая и ВЛ 110 кВ Зимовники – Двойная тяговая	110 кВ/ 1 x 2,3 км 1 x 2,5 км	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям	ПАО «ФСК ЕЭС»	53,51
Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с заменой трансформаторов 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА	2 x 40 МВА	2019	ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.08.2017	ОАО «РЖД»	141,27
Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с увеличением трансформаторной мощности до 80 МВА (2 x 40 МВА)	2 x 40 МВА	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 28.10.2015 с изменениями от 30.10.2017 и от 30.11.2018	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	141,27
Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с выполнением замены трансформатора Т2 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА	1 x 10 МВА	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» в соответствии с утвержденными ТУ на ТП энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	35,89***

1	2	3	4	5	6
			Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 24.07.2017		
Реконструкция ПС 220 кВ Р-4 со строительством двух линейных ячеек в ОРУ-110 кВ	–	2020	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств	ПАО «ФСК ЕЭС»	69,04
Строительство ПС 110 кВ Минстрой с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ и мощностью 16 МВА каждый	2 x 16 МВА	2020	Министерства строительства, архитектуры, и территориального развития Ростовской области. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО	АО «Донэнерго»	303,17
Строительство двух ЛЭП 110 кВ Р-4 – Минстрой (КЛ, 3АПВП x 400)	110 кВ / 2 x 15 км	2020	«Донэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.03.2019	АО «Донэнерго»	974,98
Реконструкция ПС 220 кВ Донецкая со строительством одной линейной ячейки в ОРУ-110 кВ		2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ПМТ». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ПМТ» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 19.04.2018 с изменениями от 12.12.2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	определить проектом
Строительство ПС 110 кВ ПМТ с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	1 x 63			ООО «Гринхаус»	
Строительство одной ЛЭП 110 кВ Донецкая – ПМТ	определить проектом				
Строительство ПС 110/10 кВ АгроМаркет с двумя трансформаторами 25 МВА каждый	2 x 25	2019	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «РусАгроМаркет-Ростов-на-Дону». Утвержденные ТУ на ТП	ООО «РусАгроМаркет-Ростов-на-Дону»	определить проектом
Строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 25 ВЛ 110 кВ НЗБ-Ш42 1,	определить проектом				

1	2	3	4	5	6
2 цепь до ПС 110/10 кВ АгроМаркет			энергопринимающих устройств ООО «РусАгроМаркет-Ростов-на-Дону» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 26.06.2017		
Строительство ПС 110/6 кВ Заявителя с двумя трансформаторами по 16 МВА	2x16	2021	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол».	ПАО «Роствертол»	определить проектом
Строительство ЛЭП 110 кВ отпайками до ПС 110/6 кВ Заявителя от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь с отпайкой на ПС ГПП-3 (опора №14) и от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь с отпайкой на ПС ГПП-3 (опора №14)	определить проектом		Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ООО «Ростсельмашэнерго» от 25.04.2016		
Строительство ПС 110 кВ Джангар с двумя трансформаторами не менее 62,9 МВА каждый и одним трансформатором 35/0,4 кВ	не менее 2 x 62,9	2020	обеспечение выдачи мощности Целинской ВЭС. Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «Ветропарки ФРВ» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 05.03.2019	ПАО «МРСК Юга»	определить проектом
Строительство ЛЭП 110 кВ для подключения отпайкой от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное до ПС 110 кВ Джангар с образованием ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б. Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар	определить проектом				
Мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов, технического состояния					
Реконструкция ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь с заменой провода на АС-185	110 кВ / 2 x 3,1 км	2019	Устранение превышения АДТН в послеаварийном режиме	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	73,95
Реконструкция ПС 110 кВ ГТП с	110 кВ /	2019	Устранение превышения АДТН в	филиал ПАО «МРСК	

1	2	3	4	5	6
заменой провода ошиновок ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I цепь и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП II цепь	2 x 0,1 км		послеаварийном режиме	Юга» – «Ростовэнерго»	
Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь-2 с увеличением трансформаторной мощности не менее чем до 2 x 25 МВА	не менее 1 x 25 МВА	2020	устранение недопустимой перегрузки в послеаварийном режиме	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	509,63***
Строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой трансформаторов мощностью не менее 2 x 16 МВА	не менее 2 x 16 МВА	2020	устранение недопустимой перегрузки Т-2 ПС 110 кВ Центральная в послеаварийном режиме. Техническое состояние существующего оборудования на ПС 110/35/6 кВ Центральная и ПС 35/6 кВ Шлюзовая	филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	803,20***

\* Для объектов, стоимость которых принята на основании проекта Схемы и программы развития ЕЭС, указана полная стоимость в прогнозных ценах (млн рублей с НДС).

\*\* Для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС», указано предложение по корректировке утвержденного плана оценки полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн рублей с НДС).

\*\*\* Для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «МРСК Юга», указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн рублей с НДС).

5.14. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно актуальной схемы и программы перспективного развития ЕЭС России

Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России 2019 – 2025, отсутствуют.

5.15. Рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше

По результатам проведенных расчетов электроэнергетических режимов ЭС Ростовской области для режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭС Ростовской области для нормальной и основных ремонтных схем на период 2019 – 2023 годов необходимости в реализации мероприятий по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше не выявлено.

5.16. Рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110 кВ и выше

Анализ загрузки трансформаторного оборудования проводился на основании данных о перспективных приростах потребления электрической энергии и мощности по каждому центру питания 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на период 2019 – 2023 годов.

В таблице № 37 приведены данные о существующих загрузках трансформаторов 110 кВ в энергосистеме Ростовской области.

Таблица № 37

№ п/п	Наименование ПС	Наименование присоединения	Номинальная мощность, МВА	Фактическая нагрузка				Максимальная мощность по ПС, МВА	Загрузка трансформатора с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т (процентов)
				ЛРД 20 июня 2018 г. МВА	проценты	ЗРД 19 декабря 2018 г. МВА	проценты		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	ПС 110 кВ Ганчуковская	T1	6,30	2,41	38,29	2,97	47,14	2,97	–
2.	ПС 110 кВ Сандатовская	T1	10,00	1,47	14,72	1,37	13,66	4,38	43,80
3.	ПС 110 кВ Сандатовская	T2	10,00	2,53	25,26	3,01	30,13		
4.	ПС 110 кВ КС Сальская	T1	2,50	0,18	7,33	0,32	12,85	0,32	–
5.	ПС 110 кВ Трубецкая	T1	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,84	31,36
6.	ПС 110 кВ Трубецкая	T2	25,00	7,84	31,36	7,55	30,18		
7.	ПС 110 кВ Целинская	T1	25,00	4,67	18,67	6,23	24,93	11,66	46,64
8.	ПС 110 кВ Целинская	T2	25,00	4,84	19,36	5,43	21,71		
9.	ПС 110 кВ Куберле 2	T1	10,00	1,39	13,90	2,22	22,16	2,22	–
10.	ПС 110 кВ Орловская	T1	16,00	6,58	41,10	7,70	48,15	10,81	67,56
11.	ПС 110 кВ Орловская	T2	16,00	2,39	14,95	3,11	19,41		
12.	ПС 110 кВ Пролетарская	T1	16,00	4,62	28,90	4,88	30,51	8,77	54,81

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13.	ПС 110 кВ Пролетарская	T2	16,00	3,62	22,61	3,89	24,29		
14.	ПС 110 кВ АРЗ	T1	10,00	1,34	13,40	2,21	22,10	7,23	72,30
15.	ПС 110 кВ АРЗ	T2	16,00	1,83	11,42	5,02	31,38		
16.	ПС 110 кВ Екатериновская	T1	16,00	2,60	16,24	2,71	16,92	4,72	29,50
17.	ПС 110 кВ Екатериновская	T2	16,00	1,75	10,95	2,01	12,55		
18.	ПС 110 кВ НС 1	T1	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76	43,81
19.	ПС 110 кВ НС 1	T2	6,30	1,16	18,41	2,76	43,83		
20.	ПС 110 кВ Волочаевская	T1	10,00	1,07	10,66	1,24	12,45	1,24	–
21.	ПС 110 кВ Развиленская	T1	10,00	2,76	27,63	3,40	34,02	7,71	77,10
22.	ПС 110 кВ Развиленская	T2	10,00	3,61	36,09	4,31	43,10		
23.	ПС 110 кВ Черкесская	T1	6,30	0,17	2,74	0,18	2,93	0,18	–
24.	ПС 110 кВ Т26	T1	16,00	2,67	16,72	2,91	18,19	5,46	34,13
25.	ПС 110 кВ Т26	T2	16,00	2,18	13,65	2,55	15,92		
26.	ПС 110 кВ Т27	T1	16,00	5,73	35,82	4,37	27,29	14,83	92,69
27.	ПС 110 кВ Т27	T2	16,00	9,10	56,86	5,28	32,98		
28.	ПС 110 кВ Т24	T1	31,50	3,17	10,05	2,61	8,27	3,17	–
29.	ПС 110 кВ Т24Д	T3	63,00	3,71	5,89	3,60	5,72	3,71	5,89
30.	ПС 110 кВ Т24Д	T4	63,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
31.	ПС 110 кВ Т25	T1	40,00	6,83	17,08	11,15	27,88	13,99	34,98
32.	ПС 110 кВ Т25	T2	40,00	4,82	12,06	2,84	7,10		
33.	ПС 110 кВ Т11	T1	31,50	7,90	25,08	8,04	25,52	21,11	67,02
34.	ПС 110 кВ Т11	T2	31,50	12,84	40,76	13,07	41,48		
35.	ПС 110 кВ Самбек	T1	16,00	2,75	17,18	3,52	21,98	10,40	104,00
36.	ПС 110 кВ Самбек	T2	10,00	5,06	50,56	6,88	68,84		
37.	ПС 110 кВ Синявская	T1	5,60	2,10	37,43	2,50	44,65	6,37	113,75

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
38.	ПС 110 кВ Синявская	T2	10,00	3,54	35,41	3,87	38,67		
39.	ПС 110 кВ Чалтырь-2	T2	25,00	13,66	54,65	14,29	57,18	29,49	184,31
40.	ПС 110 кВ Чалтырь-2	T3	16,00	10,52	65,74	15,20	95,03		
41.	ПС 110 кВ Некрасовская	T2	6,30	0,57	9,08	0,84	13,31	0,84	–
42.	ПС 110 кВ Латоновская	T1	6,30	1,98	31,36	2,21	35,08	2,91	46,19
43.	ПС 110 кВ Латоновская	T2	6,30	0,80	12,66	0,70	11,08		
44.	ПС 110 кВ Алексеевская	T1	16,00	10,75	67,16	4,37	27,29	10,75	67,19
45.	ПС 110 кВ Алексеевская	T2	16,00	4,09	25,56	4,16	25,99	4,16	26,00
46.	ПС 110 кВ Новиковская	T1	10,00	2,46	24,59	2,59	25,88	2,59	–
47.	ПС 110 кВ Искра	T1	2,50	0,01	0,45	0,00	0,00	0,01	–
48.	ПС 110 кВ Дарагановская	T-1	16,00	8,33	52,08	8,76	54,73	8,76	–
49.	ПС 110 кВ Ефремовская	T-1	6,30	0,44	6,93	0,62	9,91	0,62	–
50.	ПС 110 кВ Лиманная	T-1	6,30	1,27	20,22	0,82	13,00	1,27	–
51.	ПС 110 кВ Носовская	T-1	10,00	0,67	6,73	0,13	1,27	0,67	–
52.	ПС 110 кВ Отраденская	T-1	6,30	0,36	5,78	0,38	6,05	0,38	–
53.	ПС 110 кВ Очистные сооружения-1	T-1	16,00	3,40	21,25	3,10	19,38	10,90	68,13
54.	ПС 110 кВ	T-2	16,00	7,50	46,88	6,80	42,50		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Очистные сооружения-1								
55.	ПС 110 кВ Рябиновская	T-1	6,30	2,07	32,92	4,72	74,87	4,72	–
56.	ПС 110 кВ T-1	T-2	20,00	8,97	44,84	9,88	49,39	30,62	153,10
57.	ПС 110 кВ T-1	T-1	40,00	16,94	42,35	20,74	51,86		
58.	ПС 110 кВ T-13	T-1	31,40	1,02	3,25	5,46	17,38	13,81	43,98
59.	ПС 110 кВ T-13	T-2	40,00	5,15	12,87	8,35	20,88		
60.	ПС 110 кВ Троицкая-1	T-3	16,00	14,03	87,66	17,19	107,41	17,19	–
61.	ПС 110 кВ T-17	T-1	10,00	5,37	53,72	5,66	56,55	7,45	74,50
62.	ПС 110 кВ T-17	T-2	16,00	1,26	7,85	1,79	11,21		
63.	ПС 110 кВ T-5	T-1	16,00	7,52	47,00	8,35	52,20	16,54	103,38
64.	ПС 110 кВ T-5	T-2	16,00	6,55	40,96	8,19	51,17		
65.	ПС 110 кВ T-9	T-1	25,00	10,96	43,83	10,92	43,67	20,59	82,36
66.	ПС 110 кВ T-9	T-2	25,00	7,41	29,65	9,67	38,68		
67.	ПС 110 кВ Федоровская	T-1	10,00	0,00	0,00	6,04	60,42	6,37	63,70
68.	ПС 110 кВ Федоровская	T-2	10,00	1,30	12,95	0,33	3,34		
71.	ПС 110 кВ T-21	T-1	25,00	5,17	20,68	7,54	30,16	16,91	67,64
72.	ПС 110 кВ T-21	T-2	25,00	5,71	22,83	9,37	37,48		
73.	ПС 110 кВ T-22	T-1	40,00	15,16	37,91	18,96	47,39	38,86	97,15
74.	ПС 110 кВ T-22	T-2	40,00	16,16	40,39	19,90	49,76		
75.	ПС 110 кВ T-22	T-3	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
76.	ПС 110 кВ T-23	T-1	25,00	6,65	26,59	8,92	35,67	15,39	61,56
77.	ПС 110 кВ T-23	T-2	25,00	8,74	34,97	6,20	24,81		
78.	ПС 110 кВ T-10 тяговая	T-1	40,00	3,99	9,96	9,29	23,23	9,29	–
79.	ПС 110 кВ Калининская	T1	16,00	2,94	18,38	3,64	22,75	3,90	24,38
80.	ПС 110 кВ Калининская	T2	16,00	0,16	1,03	0,26	1,65		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
81.	ПС 110 кВ Чертковская	T1	10,00	5,71	57,10	6,82	68,20	6,82	68,20
82.	ПС 110 кВ Чертковская	T2	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
83.	ПС 110 кВ Колодезянская	T1	6,30	0,53	8,40	0,44	7,01	0,53	8,41
84.	ПС 110 кВ Колодезянская	T2	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00		
85.	ПС 110 кВ Дегтевская	T1	6,30	1,15	18,32	1,32	20,93	1,32	–
86.	ПС 110 кВ Ал. Лозовская	T1	6,00	2,59	43,24	3,31	55,17	3,31	55,17
87.	ПС 110 кВ Ал. Лозовская	T2	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00		
88.	ПС 110 кВ Тиховская	T1	10,00	2,15	21,47	2,16	21,57	2,16	21,60
89.	ПС 110 кВ Тиховская	T2	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
90.	ПС 110 кВ Каргинская	T1	10,00	3,43	34,30	3,96	39,55	3,96	–
91.	ПС 110 кВ В.Свечниковская	T1	10,00	1,49	14,94	1,90	19,04	1,90	–
92.	ПС 110 кВ Новоселовская	T1	2,50	0,69	27,55	1,05	41,97	1,05	–
93.	ПС 110 кВ Кашарская	T1	10,00	2,41	24,07	2,85	28,54	2,85	28,50
94.	ПС 110 кВ Кашарская	T2	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
95.	ПС 110 кВ Маяк	T1	6,30	1,00	15,92	1,67	26,53	1,67	–
96.	ПС 110 кВ Промзона	T1	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,96	43,84
97.	ПС 110 кВ Промзона	T2	25,00	10,96	43,83	10,85	43,39		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
98.	ПС 110 кВ Миллерово	T1	10,00	0,91	9,12	1,85	18,50	1,85	–
99.	ПС 110 кВ ГОК	T1	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,17	37,93
100.	ПС 110 кВ ГОК	T2	40,00	13,53	33,82	15,17	37,93		
101.	ПС 110 кВ Ст. Станица	T1	25,00	16,83	67,34	0,76	3,02	17,31	69,24
102.	ПС 110 кВ Ст. Станица	T2	25,00	0,48	1,90	6,69	26,75		
103.	ПС 110 кВ Туриловская	T1	3,20	0,64	19,85	0,83	25,82	0,83	–
104.	ПС 110 кВ Сулин	T1	16,00	1,24	7,72	2,32	14,48	2,32	–
105.	ПС 110 кВ Сохрановская	T1	6,30	0,67	10,65	0,95	15,06	2,09	33,17
106.	ПС 110 кВ Сохрановская	T2	6,30	1,26	20,05	1,14	18,10		
107.	ПС 110 кВ Казанская	T1	10,00	3,20	31,97	4,51	45,10	4,51	45,10
108.	ПС 110 кВ Казанская	T2	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
109.	ПС 110 кВ Индустрия	T1	10,00	0,88	8,77	1,10	11,05	1,10	–
110.	ПС 110 кВ Макеевская	T1	6,30	0,77	12,25	0,82	13,02	0,82	–
111.	ПС 110 кВ Вешенская-1	T1	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,56	55,60
112.	ПС 110 кВ Вешенская-1	T2	10,00	5,05	50,51	5,56	55,58		
113.	ПС 110 кВ Суходольная	T1	25,00	0,00	0,00	3,37	13,48	3,95	15,80
114.	ПС 110 кВ Суходольная	T2	25,00	3,95	15,80	0,08	0,32		
115.	ПС 110 кВ Сысоево	T1	20,00	3,74	18,69	0,43	2,15	7,01	35,05

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
116.	ПС 110 кВ Сысоево	T2	20,00	3,27	16,36	0,17	0,87		
117.	ПС 110 кВ НС-3	T1	16,00	0,82	5,11	1,12	7,02	1,12	–
118.	ПС 110 кВ Колодези	T1	40,00	11,90	29,75	13,45	33,63	13,45	–
119.	ПС 110 кВ Кутейниково	T1	40,00	5,99	14,97	7,49	18,72	7,49	–
120.	ПС 110 кВ Кутей тяг.	T1	40,00	11,97	29,91	13,66	34,14	13,66	–
121.	ПС 110 кВ НС1	T1	6,30	3,69	58,58	3,69	58,60	3,69	–
122.	ПС 110 кВ НС2	T1	10,00	2,19	21,86	0,70	6,97	2,19	–
123.	ПС 110 кВ НС3	T1	16,00	4,72	29,50	0,80	5,00	4,72	–
124.	ПС 110 кВ Самарская	T1	10,00	7,86	78,56	7,47	74,67	7,86	–
125.	ПС 110 кВ Юбилейная	T2	10,00	6,23	62,34	6,45	64,53	6,45	–
126.	ПС 110 кВ Звонкая	T1	10,00	3,65	36,50	4,94	49,39	4,94	–
127.	ПС 110 кВ Маньчская	T1	6,30	0,59	9,34	0,73	11,56	0,73	–
128.	ПС 110 кВ Полячки	T1	6,30	0,67	10,59	0,81	12,92	0,81	–
129.	ПС 110 кВ Кр. Лучинская	T1	16,00	1,81	11,34	1,81	11,29	1,81	–
130.	ПС 110 кВ ЗР15	T1	6,30	0,99	15,72	1,05	16,59	1,05	–
131.	ПС 110 кВ ЗР3	T1	6,30	0,93	14,71	1,17	18,64	1,17	–
132.	ПС 110 кВ Егорлыкская	T1	10,00	4,42	44,18	3,83	38,32	8,50	85,00
133.	ПС 110 кВ Егорлыкская	T2	10,00	4,08	40,83	4,02	40,20		
134.	ПС 110 кВ А25	T1	10,00	0,92	9,15	1,07	10,74	5,04	50,40
135.	ПС 110 кВ А25	T2	10,00	4,12	41,20	1,36	13,60		
136.	ПС 110 кВ А1	T1	50,00	9,34	18,68	11,45	22,90	37,33	93,33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
137.	ПС 110 кВ А1	T2	40,00	27,17	67,92	25,88	64,69		
138.	ПС 110 кВ А12	T1	25,00	1,87	7,47	2,14	8,55	2,14	8,56
139.	ПС 110 кВ А12	T2	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
140.	ПС 110 кВ А26	T1	40,00	1,73	4,33	2,22	5,56	12,98	32,45
141.	ПС 110 кВ А26	T2	40,00	5,79	14,48	10,76	26,91		
142.	ПС 110 кВ ЗР-10	T1	6,30	0,77	12,15	0,00	0,00	0,91	14,44
143.	ПС 110 кВ ЗР-10	T2	6,30	0,00	0,00	0,91	14,39		
144.	ПС 110 кВ А-31	T1	16,00	8,16	50,97	10,44	65,28	10,44	-
145.	ПС 110 кВ А-32	T1	10,00	2,36	23,63	4,53	45,26	4,53	71,90
146.	ПС 110 кВ А-32	T2	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00		
147.	ПС 110 кВ БОС	T1	6,30	1,54	24,38	3,72	59,13	3,72	-
148.	ПС 110 кВ Роговская	T1	10,00	3,30	33,04	3,36	33,64	3,36	-
149.	ПС 110 кВ Балкогрузская	T1	6,30	1,25	19,81	1,22	19,36	1,25	-
150.	ПС 110 кВ ЗР-14	T1	10,00	2,34	23,40	2,59	25,94	2,59	-
151.	ПС 110 кВ Р26	T1	40,00	8,28	20,71	12,11	30,26	17,59	43,98
152.	ПС 110 кВ Р26	T2	40,00	9,31	23,26	5,47	13,68		
153.	ПС 110 кВ Р6	T1	25,00	9,73	38,90	14,37	57,47	21,21	84,84
154.	ПС 110 кВ Р6	T2	25,00	7,55	30,20	6,84	27,36		
155.	ПС 110 кВ Р5	T1	40,00	6,90	17,26	7,92	19,79	28,38	70,95
156.	ПС 110 кВ Р5	T2	40,00	19,93	49,81	20,46	51,16		
157.	ПС 110 кВ Р19	T1	40,00	20,89	52,24	13,79	34,47	34,05	85,13
158.	ПС 110 кВ Р19	T2	40,00	13,16	32,90	14,56	36,40		
159.	ПС 110 кВ Р38	T1	10,00	1,76	17,56	1,76	17,56	3,17	50,32
160.	ПС 110 кВ Р38	T2	6,30	1,41	22,40	0,88	14,02		
161.	ПС 110 кВ Р9	T1	40,00	12,78	31,96	8,29	20,73	20,53	65,17
162.	ПС 110 кВ Р9	T2	31,50	7,75	24,62	5,17	16,41		
163.	ПС 110 кВ Р35	T1	25,00	0,88	3,53	1,17	4,70	6,20	24,80
164.	ПС 110 кВ Р35	T2	25,00	5,32	21,28	4,39	17,58		
165.	ПС 110 кВ Р29	T1	16,00	2,37	14,81	6,03	37,70	6,03	37,69
166.	ПС 110 кВ Р29	T2	16,00	0,70	4,38	0,00	0,00		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
167.	ПС 110 кВ Хапры	T1	31,50	0,00	0,00	0,00	0,00	20,49	65,05
168.	ПС 110 кВ Хапры	T2	31,50	20,49	65,05	19,21	60,98		
169.	ПС 110 кВ P17	T1	25,00	4,81	19,26	8,02	32,07	18,82	75,28
170.	ПС 110 кВ P17	T2	25,00	5,91	23,65	10,80	43,20		
171.	ПС 110 кВ P10	T1	40,00	16,20	40,50	18,57	46,42	40,21	100,53
172.	ПС 110 кВ P10	T2	40,00	15,35	38,37	21,64	54,11		
173.	ПС 110 кВ P24	T1	25,00	9,88	39,51	15,00	60,00	22,07	88,28
174.	ПС 110 кВ P24	T2	25,00	5,51	22,06	7,07	28,29		
175.	ПС 110 кВ P7	T1	63,00	23,29	36,96	29,76	47,24	69,73	110,68
176.	ПС 110 кВ P7	T2	63,00	29,36	46,6	39,97	63,44		
177.	ПС 110 кВ P3	T1	40,00	16,95	42,38	19,50	48,74	31,53	78,83
178.	ПС 110 кВ P3	T2	40,00	11,59	28,97	12,03	30,07		
179.	ПС 110 кВ P33	T1	25,00	10,74	42,95	9,99	39,95	24,55	98,20
180.	ПС 110 кВ P33	T2	25,00	13,28	53,11	14,56	58,25		
181.	ПС 110 кВ P1	T1	40,00	10,35	25,88	17,90	44,75	32,39	80,98
182.	ПС 110 кВ P1	T2	40,00	16,37	40,93	14,49	36,22		
183.	ПС 110 кВ P37	T1	40,00	4,10	10,26	3,96	9,91	7,74	30,96
184.	ПС 110 кВ P37	T2	25,00	3,64	14,56	3,23	12,92		
185.	ПС 110 кВ P41	T1	10,00	2,90	29,00	3,02	30,16	4,95	49,50
186.	ПС 110 кВ P41	T2	10,00	2,05	20,46	1,72	17,23		
187.	ПС 110 кВ P12	T1	40,00	10,55	26,39	7,12	17,80	22,54	56,35
188.	ПС 110 кВ P12	T2	40,00	11,99	29,97	9,88	24,69		
189.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-1	T1	63,00	19,39	30,77	23,05	36,58	39,85	100,00
190.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-1	T2	25,00	20,46	81,85	16,16	64,62		
191.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-1	T4	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
192.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-2	T1	25,00	1,51	6,03	4,03	16,12	16,51	82,55
193.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-2	T2	20,00	13,58	67,91	12,48	62,41		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
194.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-3	T3	40,00	11,84	29,60	8,29	20,73	14,11	35,28
195.	ПС 110 кВ РСМ ГПП-3	T4	40,00	0,00	0,00	5,82	14,54		
196.	ПС 110 кВ Восточная	T1	25,00	11,18	44,72	3,86	15,42	13,37	66,85
197.	ПС 110 кВ Восточная	T2	20,00	2,19	10,93	2,40	12,01		
198.	ПС 110 кВ Койсуг СКЖД	T1	63,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,90	72,86
199.	ПС 110 кВ Койсуг СКЖД	T2	63,00	45,90	72,85	16,76	26,61		
200.	ПС 110 кВ P2	T1	40,00	13,46	33,66	17,65	44,12	30,58	76,45
201.	ПС 110 кВ P2	T2	40,00	8,62	21,54	12,93	32,34		
202.	ПС 110 кВ P23	T1	25,00	5,68	22,70	4,99	19,95	11,97	47,88
203.	ПС 110 кВ P23	T2	25,00	6,29	25,16	4,11	16,46		
204.	ПС 110 кВ КС3	T1	40,00	6,89	17,23	9,43	23,59	19,91	63,21
205.	ПС 110 кВ КС3	T2	31,50	10,77	34,19	10,48	33,27		
206.	ПС 110 кВ НГ5	T1	25,00	8,74	34,96	10,55	42,22	17,77	71,08
207.	ПС 110 кВ НГ5	T2	25,00	6,59	26,35	7,22	28,86		
208.	ПС 110 кВ АС11	T1	16,00	9,74	60,85	15,54	97,13	16,58	103,63
209.	ПС 110 кВ АС11	T2	16,00	0,86	5,39	1,04	6,53		
210.	ПС 110 кВ НЗПМ	T1	25,00	5,72	22,88	6,79	27,14	18,42	73,68
211.	ПС 110 кВ НЗПМ	T2	25,00	7,70	30,80	11,63	46,53		
212.	ПС 110 кВ АС10	T1	40,00	4,00	9,99	2,69	6,73	7,02	17,55
213.	ПС 110 кВ АС10	T2	40,00	3,02	7,54	2,15	5,39		
214.	ПС 110 кВ НГ8	T1	6,30	0,86	13,68	0,55	8,72	1,18	18,73
215.	ПС 110 кВ НГ8	T2	6,30	0,32	5,13	0,00	0,00		
216.	ПС 110 кВ АС6	T1	6,30	1,17	18,63	2,09	33,17	2,09	33,17
217.	ПС 110 кВ АС6	T2	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00		
218.	ПС 110 кВ АС12	T1	6,30	2,18	34,6	2,72	43,17	8,15	129,37
219.	ПС 110 кВ АС12	T2	6,30	2,72	43,17	5,43	86,19		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
220.	ПС 110 кВ P25	T1	25,00	8,40	33,60	6,34	25,37	11,05	44,20
221.	ПС 110 кВ P25	T2	25,00	0,92	3,66	4,71	18,83		
222.	ПС 110 кВ P16	T1	25,00	7,69	30,76	9,26	37,05	14,97	59,88
223.	ПС 110 кВ P16	T2	25,00	4,78	19,13	5,71	22,83		
224.	ПС 110 кВ P31	T1	40,00	9,15	22,89	9,36	23,4	19,54	48,85
225.	ПС 110 кВ P31	T2	40,00	5,14	12,84	10,18	25,44		
226.	ПС 110 кВ P22	T1	40,00	6,89	17,23	5,92	14,81	20,68	51,70
227.	ПС 110 кВ P22	T2	40,00	13,79	34,47	12,05	30,13		
228.	ПС 110 кВ AC4	T1	6,30	2,60	41,20	3,46	54,88	4,32	68,57
229.	ПС 110 кВ AC4	T2	6,30	1,15	18,29	0,86	13,68		
230.	ПС 110 кВ AC1	T1	10,00	5,52	55,20	7,23	72,30	14,26	143,00
231.	ПС 110 кВ AC1	T2	10,00	6,21	62,10	7,03	70,30		
232.	ПС 110 кВ БГ1	T1	10,00	4,83	48,25	4,28	42,76	8,33	83,30
233.	ПС 110 кВ БГ1	T2	10,00	3,50	35,00	3,44	34,36		
234.	ПС 110 кВ БГ2	T1	6,30	3,12	49,58	1,20	18,98	7,21	114,44
235.	ПС 110 кВ БГ2	T2	10,00	4,09	40,93	2,83	28,33		
236.	ПС 110 кВ БГ6	T1	2,50	0,64	25,42	0,66	26,28	1,02	40,80
237.	ПС 110 кВ БГ6	T2	2,50	0,32	12,92	0,36	14,22		
238.	ПС 110 кВ CM4	T1	2,50	0,43	17,23	0,92	36,62	0,92	–
239.	ПС 110 кВ CM1	T1	16,00	9,49	59,30	9,33	58,29	16,71	104,44
240.	ПС 110 кВ CM1	T2	16,00	7,22	45,10	5,49	34,33		
241.	ПС 110 кВ CM2	T1	16,00	5,30	33,12	2,64	16,49	6,44	40,25
242.	ПС 110 кВ CM2	T2	16,00	1,14	7,14	0,96	5,99		
243.	ПС 110 кВ ГТП3	T1	40,00	0,66	1,64	1,87	4,69	3,81	9,53
244.	ПС 110 кВ ГТП3	T2	40,00	1,56	3,90	1,94	4,85		
245.	ПС 110 кВ ГТП	T1	40,00	16,82	42,06	16,59	41,47	29,54	74,00
246.	ПС 110 кВ ГТП	T2	40,00	9,89	24,72	12,95	32,36		
247.	ПС 110 кВ ГТП	T3	20,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
248.	ПС 110 кВ B1	T1	16,00	2,56	16,02	4,62	28,88	9,71	60,69
249.	ПС 110 кВ B1	T2	16,00	5,62	35,14	5,09	31,84		
250.	ПС 110 кВ B2	T1	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	26,80
251.	ПС 110 кВ B2	T2	2,50	0,67	26,71	0,61	24,56		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
252.	ПС 110 кВ В10	T1	10,00	2,63	26,28	3,03	30,26	3,03	-
253.	ПС 110 кВ СМ3	T1	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	26,90
254.	ПС 110 кВ СМ3	T2	10,00	2,67	26,71	2,69	26,93		
255.	ПС 110 кВ БТ1	T1	25,00	11,48	45,92	10,30	41,19	26,94	107,76
256.	ПС 110 кВ БТ1	T2	25,00	13,84	55,36	16,64	66,56		
257.	ПС 110 кВ АС15	T1	25,00	5,42	21,67	3,38	13,53	14,36	57,44
258.	ПС 110 кВ АС15	T2	25,00	8,94	35,76	9,34	37,35		
259.	ПС 110 кВ Р28	T1	40,00	9,05	22,62	11,48	28,7	18,84	47,10
260.	ПС 110 кВ Р28	T2	40,00	8,51	21,27	7,36	18,39		
261.	ПС 110 кВ БТ2	T1	25,00	5,69	22,75	7,86	31,45	14,43	57,72
262.	ПС 110 кВ БТ2	T2	40,00	4,86	12,14	6,57	16,42		
263.	ПС 110 кВ БТ3	T1	25,00	6,25	24,99	8,16	32,66	18,53	74,12
264.	ПС 110 кВ БТ3	T2	25,00	7,02	28,09	10,37	41,49		
265.	ПС 110 кВ Р8	T1	40,00	21,97	54,93	23,36	58,40	39,08	97,70
266.	ПС 110 кВ Р8	T2	40,00	14,04	35,11	15,72	39,31		
267.	ПС 110 кВ Р27	T1	40,00	1,69	4,23	2,00	5,01	3,80	9,50
268.	ПС 110 кВ Р27	T2	40,00	2,04	5,09	1,80	4,50		
269.	ПС 110 кВ Р32	T1	25,00	9,68	38,73	8,36	33,43	14,67	58,68
270.	ПС 110 кВ Р32	T2	25,00	4,99	19,95	5,97	23,87		
271.	ПС 110 кВ НГ4	T1	16,00	1,60	10,03	2,41	15,08	3,12	19,50
272.	ПС 110 кВ НГ4	T2	16,00	0,47	2,96	0,71	4,44		
273.	ПС 110 кВ НГ6	T1	6,30	0,43	6,84	0,31	4,96	1,31	20,79
274.	ПС 110 кВ НГ6	T2	6,30	0,32	5,13	1,00	15,90		
275.	ПС 110 кВ ГТП4	T1	10,00	0,19	1,94	0,54	5,39	2,50	25,00
276.	ПС 110 кВ ГТП4	T2	10,00	0,30	3,02	1,96	19,60		
277.	ПС 110 кВ ГТП2	T1	16,00	1,01	6,33	2,02	12,66	5,76	36,00
278.	ПС 110 кВ ГТП2	T2	16,00	0,73	4,58	3,74	23,36		
279.	ПС 110 кВ Спортивная	T1	40,00	1,72	4,31	1,18	2,96	7,54	18,85
280.	ПС 110 кВ Спортивная	T2	40,00	5,82	14,54	3,55	8,89		
281.	ПС 110 кВ	T1	6,30	1,79	28,44	2,35	37,32	2,35	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Чеботовская								
282.	ПС 110 кВ НПС-3	T1	25,00	4,00	16,00	4,60	18,40	9,19	36,76
283.	ПС 110 кВ НПС-3	T2	25,00	0,06	0,23	4,59	18,36		
284.	ПС 110 кВ Б1	T1	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,93	30,81
285.	ПС 110 кВ Б1	T2	25,00	3,82	15,29	4,93	19,72		
286.	ПС 110 кВ Б4	T1	10,00	1,78	17,80	2,40	23,97	9,34	93,40
287.	ПС 110 кВ Б4	T2	16,00	7,56	47,25	6,75	42,22		
288.	ПС 110 кВ Волч.ПТФ	T1	2,50	0,52	20,68	0,70	28,17	1,25	50,00
289.	ПС 110 кВ Волч.ПТФ	T2	2,50	0,31	12,51	0,55	21,97		
290.	ПС 110 кВ ЗИВ	T1	16,00	0,00	0,00	1,84	11,50	4,23	26,44
291.	ПС 110 кВ ЗИВ	T2	16,00	1,46	9,15	2,39	14,94		
292.	ПС 110 кВ Б3	T1	40,00	16,58	41,46	14,66	36,65	25,68	81,52
293.	ПС 110 кВ Б3	T2	31,50	0,00	0,00	0,00	0,00		
294.	ПС 110 кВ Б3	T3	40,50	9,10	22,46	8,70	21,49		
295.	ПС 110 кВ Б2	T1	10,00	2,13	21,34	2,95	29,47	2,95	39,33
296.	ПС 110 кВ Б2	T2	7,50	0,00	0,00	0,00	0,00		
297.	ПС 110 кВ Б2	T3	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
298.	ПС 110 кВ Б5	T1	16,00	0,00	0,00	11,44	71,51	11,44	71,50
299.	ПС 110 кВ Б5	T2	20,00	8,60	42,99	0,00	0,00		
300.	ПС 110 кВ Б8	T1	15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,93	39,53
301.	ПС 110 кВ Б8	T2	20,00	4,90	24,49	5,93	29,63		
302.	ПС 110 кВ Б12	T1	25,00	5,13	20,52	6,51	26,05	6,51	–
303.	ПС 110 кВ Ш.Быстрианская	T1	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,13
304.	ПС 110 кВ Ш.Быстрианская	T2	16,00	0,00	0,00	0,02	0,12		
305.	ПС 110 кВ Б11	T1	25,00	13,33	53,33	14,22	56,87	19,39	77,56
306.	ПС 110 кВ Б11	T2	25,00	3,79	15,16	5,17	20,68		
307.	ПС 110 кВ Богатовская ПТФ	T1	10,00	1,04	10,43	0,98	9,79	1,04	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
308.	ПС 110 кВ Синегорская	T1	10,00	1,39	13,93	1,91	19,10	1,91	19,10
309.	ПС 110 кВ Синегорская	T2	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
310.	ПС 110 кВ Ясногорская	T1	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,38	14,88
311.	ПС 110 кВ Ясногорская	T2	16,00	1,97	12,29	2,38	14,88		
312.	ПС 110 кВ Милютинская	T1	10,00	4,16	41,57	2,00	20,04	4,48	44,80
313.	ПС 110 кВ Милютинская	T2	10,00	0,00	0,00	2,48	24,76		
314.	ПС 110 кВ Садкинская	T1	16,00	5,21	32,57	3,72	23,26	9,79	61,19
315.	ПС 110 кВ Садкинская	T2	16,00	4,58	28,65	3,82	23,89		
316.	ПС 110 кВ Тарасовская	T1	16,00	5,47	34,19	6,38	39,90	8,62	53,88
317.	ПС 110 кВ Тарасовская	T2	16,00	1,21	7,57	2,24	14,01		
318.	ПС 110 кВ Обливская ПТФ	T1	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00	1,95	30,95
319.	ПС 110 кВ Обливская ПТФ	T2	6,30	1,79	28,40	1,95	30,93		
320.	ПС 110 кВ Обливская 1	T1	6,30	2,67	42,35	3,02	47,95	3,02	–
321.	ПС 110 кВ К4	T1	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,54	70,16
322.	ПС 110 кВ К4	T2	25,00	15,41	61,65	17,54	70,17		
323.	ПС 110 кВ Гундоровская	T1	40,00	4,26	10,65	3,62	9,05	13,70	34,25
324.	ПС 110 кВ Гундоровская	T2	40,00	9,44	23,60	9,90	24,74		
325.	ПС 110 кВ	T1	10,00	5,71	57,08	6,46	64,62	11,63	155,07

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Центральная								
326.	ПС 110 кВ Центральная	T2	7,50	4,85	64,62	5,17	68,93		
327.	ПС 110 кВ Цимлянская	T1	16,00	2,05	13,00	2,82	17,64	9,52	95
328.	ПС 110 кВ Цимлянская	T2	10,00	4,29	42,90	6,70	66,99		
329.	ПС 110 кВ Искра	T1	2,50	0,30	12,06	0,38	15,08	0,38	–
330.	ПС 110 кВ Черкасы	T1	10,00	1,88	18,85	2,48	24,77	2,48	–
331.	ПС 110 кВ Стычная	T1	10,00	0,22	2,15	0,33	3,34	0,33	–
332.	ПС 110 кВ Дружба	T2	6,30	0,32	5,13	0,31	4,96	0,32	–
333.	ПС 110 кВ Дубовская	T2	6,30	2,12	33,68	2,58	41,03	2,58	–
334.	ПС 110 кВ НС-3	T1	10,00	0,65	6,46	2,71	27,14	2,71	–
335.	ПС 110 кВ Денисовская	T1	2,50	0,32	12,92	0,25	9,91	0,32	12,80
336.	ПС 110 кВ Денисовская	T2	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00		
337.	ПС 110 кВ Овцевод	T1	10,00	0,75	7,54	0,80	7,97	0,80	–
338.	ПС 110 кВ Наримановская	T1	6,30	0,23	3,59	0,22	3,42	0,23	–
339.	ПС 110 кВ Конзаводская	T1	2,50	0,29	11,63	0,38	15,08	0,38	–
340.	ПС 110 кВ НС-6	T1	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
341.	ПС 110 кВ Несмеяновская	T1	2,50	0,68	27,14	0,93	37,05	0,93	–
342.	ПС 110 кВ НС-1	T1	10,00	0,27	2,69	0,34	3,45	0,34	–
343.	ПС 110 кВ Большовская	T1	6,30	1,28	20,34	2,42	38,47	2,42	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
344.	ПС 110 кВ Харсеевская	T6	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
345.	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая	T1	40,00	0,00	0,00	11,66	29,15	11,66	29,15
346.	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая	T2	40,00	3,23	8,08	0,00	0,00		
347.	ПС 110 кВ Приморская	T1	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,92	14,80
348.	ПС 110 кВ Приморская	T2	40,00	4,85	12,12	5,92	14,81		
349.	ПС 110 кВ Добровольская	T1	20,00	4,95	24,77	5,20	26,01	6,82	34,10
350.	ПС 110 кВ Добровольская	T2	25,00	1,29	5,17	1,62	6,46		
351.	ПС 110 кВ Водозабор	T1	25,00	3,51	14,04	2,20	8,79	5,55	22,20
352.	ПС 110 кВ Водозабор	T2	25,00	2,04	8,14	2,58	10,34		
353.	ПС 110 кВ ЮЗР	T1	25,00	4,03	16,11	3,78	15,12	8,20	32,80
354.	ПС 110 кВ ЮЗР	T2	25,00	4,17	16,67	3,81	15,25		
355.	ПС 110 кВ Городская 1	T1	40,00	7,39	18,47	6,68	16,69	15,93	39,83
356.	ПС 110 кВ Городская 1	T2	40,00	8,54	21,35	8,62	21,54		
357.	ПС 110 кВ Промбаза 1	T1	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,54	84,63
358.	ПС 110 кВ Промбаза 1	T2	16,00	10,17	63,54	13,54	84,61		
359.	ПС 110 кВ Промбаза 2	T1	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
360.	ПС 110 кВ НС9	T1	16,00	1,94	12,12	2,48	15,48	2,48	15,50
361.	ПС 110 кВ НС9	T2	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
362.	ПС 110 кВ НС2	T1	6,30	0,52	8,21	0,73	11,63	0,73	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
363.	ПС 110 кВ ВдПТФ	T1	10,00	0,22	2,15	0,64	6,35	0,64	6,40
364.	ПС 110 кВ ВдПТФ	T2	10,00	0,31	3,12	0,00	0,00		
365.	ПС 110 кВ Стройбаза1	T1	16,00	0,48	3,03	0,28	1,75	1,46	9,13
366.	ПС 110 кВ Стройбаза1	T2	16,00	0,98	6,13	0,29	1,82		
367.	ПС 110 кВ Жуковская	T2	6,30	0,59	9,40	0,97	15,39	0,97	–
368.	ПС 110 кВ Вербовая	T1	2,50	0,09	3,45	0,32	12,92	0,32	–
369.	ПС 110 кВ М.Лучка	T1	2,50	0,12	4,74	0,16	6,46	0,16	–
370.	ПС 110 кВ С.Портал	T1	6,30	0,92	14,53	1,20	18,98	1,20	–
371.	ПС 110 кВ Мартыновская	T1	10,00	1,16	11,63	1,39	13,89	5,58	55,80
372.	ПС 110 кВ Мартыновская	T2	10,00	3,58	35,76	4,19	41,90		
373.	ПС 110 кВ Октябрьская	T1	6,30	0,17	2,74	0,27	4,27	0,30	4,76
374.	ПС 110 кВ Октябрьская	T2	6,30	0,03	0,51	0,03	0,51		
375.	ПС 110 кВ КГУ	T1	10,00	4,20	42,00	0,00	0,00	5,49	54,90
376.	ПС 110 кВ КГУ	T2	10,00	0,00	0,00	5,49	54,93		
377.	ПС 110 кВ Дубенцовская	T1	10,00	1,60	16,01	2,36	23,59	2,36	23,60
378.	ПС 110 кВ Обливная	T1	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,06	82,40
379.	ПС 110 кВ Обливная	T2	6,30	1,83	29,06	2,06	32,65		
380.	ПС 110 кВ Комаровская	T1	6,30	3,74	59,32	3,44	54,54	3,74	–
381.	ПС 110 кВ	T1	2,50	0,32	12,92	0,66	26,28	0,66	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Глубокинская								
382.	ПС 110 кВ Хуторская	T1	6,30	0,50	7,89	0,92	14,53	1,43	22,70
383.	ПС 110 кВ Хуторская	T2	6,30	0,36	5,75	0,51	8,04		
384.	ПС 110 кВ Приволенская	T1	3,20	0,29	9,09	0,24	7,40	0,29	–
385.	ПС 110 кВ Ремонтненская	T1	6,30	1,85	29,40	2,50	39,66	4,33	68,73
386.	ПС 110 кВ Ремонтненская	T2	10,00	0,84	8,40	1,83	18,31		
387.	ПС 110 кВ Б.Ремонтное	T1	7,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	8,00
388.	ПС 110 кВ Б.Ремонтное	T2	2,50	0,20	8,19	0,15	6,03		
389.	ПС 110 кВ Богородская	T1	2,50	0,18	7,32	0,22	8,62	0,22	–
390.	ПС 110 кВ Константиновская	T1	10,00	2,15	21,54	1,84	18,42	4,42	44,20
391.	ПС 110 кВ Константиновская	T2	10,00	2,05	20,46	2,58	25,85		
392.	ПС 110 кВ Василевская	T1	10,00	2,50	24,99	2,83	28,33	2,83	–
393.	ПС 110 кВ Шебалинская	T1	6,30	0,56	8,82	0,64	10,09	0,64	–
394.	ПС 110 кВ Заветинская	T1	6,30	3,23	51,21	2,83	44,96	4,12	65,40
395.	ПС 110 кВ Заветинская	T2	6,30	0,76	12,14	1,29	20,51		
396.	ПС 110 кВ Харьковская	T1	10,00	0,51	5,06	0,65	6,46	0,65	–
397.	ПС 110 кВ Г2	T1	31,50	3,69	11,71	4,65	14,77	12,24	38,86
398.	ПС 110 кВ Г2	T2	40,00	8,38	20,94	7,59	18,97		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
399.	ПС 110 кВ Г4	T1	25,00	2,09	8,38	4,79	19,15	8,65	34,60
400.	ПС 110 кВ Г4	T2	25,00	6,56	26,22	0,10	0,42		
401.	ПС 110 кВ Г9	T1	16,00	0,00	0,00	3,02	18,87	3,02	–
402.	ПС 110 кВ Г10	T1	25,00	5,81	23,22	12,24	48,98	24,78	99,12
403.	ПС 110 кВ Г10	T2	25,00	9,44	37,75	12,54	50,17		
404.	ПС 110 кВ Г13	T1	16,00	0,20	1,23	0,23	1,46	0,23	1,44
405.	ПС 110 кВ Г13	T2	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
406.	ПС 110 кВ Г14	T1	7,50	0,47	6,22	0,86	11,47	0,86	–
407.	ПС 110 кВ Г15	T1	10,00	0,99	9,89	1,23	12,30	2,06	20,60
408.	ПС 110 кВ Г15	T2	10,00	0,57	5,68	0,83	8,30		
409.	ПС 110 кВ Г18	T1	6,30	0,00	0,00	0,00	0,00	5,18	82,22
410.	ПС 110 кВ Г18	T2	6,30	4,11	65,20	5,18	82,17		
411.	ПС 110 кВ Н1	T1	25,00	8,54	34,18	9,81	39,22	14,29	71,45
412.	ПС 110 кВ Н1	T2	20,00	3,47	17,33	4,48	22,39		
413.	ПС 110 кВ Н4	T1	40,00	6,59	16,48	10,07	25,19	22,77	56,93
414.	ПС 110 кВ Н4	T2	40,00	10,32	25,81	12,70	31,76		
415.	ПС 110 кВ Н8	T4	25,00	2,15	8,59	2,87	11,49	2,87	–
416.	ПС 110 кВ Н9	T1	16,00	2,00	12,50	4,76	29,73	12,63	78,94
417.	ПС 110 кВ Н9	T2	16,00	3,76	23,50	7,87	49,19		
418.	ПС 110 кВ Н13	T1	6,30	0,00	0,00	0,46	7,32	0,65	10,32
419.	ПС 110 кВ Н13	T2	6,30	0,65	10,34	0,00	0,00		
420.	ПС 110 кВ Н15	T1	10,00	1,13	11,30	1,56	15,62	1,56	–
421.	ПС 110 кВ Н16	T1	16,00	1,41	8,84	0,00	0,00	2,61	41,43
422.	ПС 110 кВ Н16	T2	6,30	0,95	15,06	2,61	41,37		
423.	ПС 110 кВ Н17	T1	16,00	1,05	6,55	1,38	8,60	1,38	-
424.	ПС 110 кВ Н21	T1	2,50	0,35	13,82	0,37	14,65	0,37	-
425.	ПС 110 кВ С1	T1	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,86	32,40
426.	ПС 110 кВ С1	T2	15,00	3,64	24,27	4,86	32,40		
427.	ПС 110 кВ С2	T1	15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,77	25,13
428.	ПС 110 кВ С2	T2	20,00	2,50	12,50	3,77	18,83		
429.	ПС 110 кВ С3	T1	10,00	0,00	0,00	5,21	52,12	5,21	52,10
430.	ПС 110 кВ С3	T2	10,00	3,68	36,82	0,00	0,00		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
431.	ПС 110 кВ С5	T1	6,30	2,39	37,86	0,00	0,00	2,39	37,94
432.	ПС 110 кВ С5	T2	6,30	0,00	0,00	1,86	29,59		
433.	ПС 110 кВ С6	T2	6,30	1,3,	20,70	3,38	53,71	3,38	-
434.	ПС 110 кВ С7	T2	6,30	1,57	24,89	2,04	32,38	2,04	-
435.	ПС 110 кВ Ш6	T1	63,00	7,54	11,97	7,79	12,37	14,20	22,54
436.	ПС 110 кВ Ш6	T2	63,00	6,66	10,56	5,85	9,29		
437.	ПС 110 кВ Ш8	T1	20,00	2,15	10,73	1,00	5,02	11,24	56,20
438.	ПС 110 кВ Ш8	T2	20,00	9,09	45,46	9,42	47,12		
439.	ПС 110 кВ Ш9	T1	15,00	6,77	45,16	7,19	47,91	11,47	76,47
440.	ПС 110 кВ Ш9	T2	25,00	4,70	18,80	3,99	15,97		
441.	ПС 110 кВ Ш14	T1	10,00	3,68	36,77	4,81	48,08	7,36	73,60
442.	ПС 110 кВ Ш14	T2	20,00	0,00	0,00	2,55	12,77		
443.	ПС 110 кВ Ш16	T1	40,00	21,33	53,32	24,52	61,31	43,87	109,68
444.	ПС 110 кВ Ш16	T2	40,00	18,58	46,44	19,35	48,38		
445.	ПС 110 кВ Ш28	T1	25,00	2,54	10,17	3,10	12,40	10,46	41,84
446.	ПС 110 кВ Ш28	T2	25,00	4,71	18,86	7,36	29,42		
447.	ПС 110 кВ Ш29	T1	10,00	0,00	67,66	0,00	0,00	4,55	45,50
448.	ПС 110 кВ Ш29	T2	10,00	4,32	67,92	4,55	45,54		
449.	ПС 110 кВ Ш34	T1	25,00	7,61	30,45	10,41	41,62	11,63	72,69
450.	ПС 110 кВ Ш34	T2	16,00	4,02	25,16	0,58	3,63		
451.	ПС 110 кВ Ш35	T1	20,00	3,61	18,05	3,94	19,72	3,94	19,70
452.	ПС 110 кВ Ш35	T2	20,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
453.	ПС 110 кВ Ш36	T1	2,50	0,52	20,65	1,01	40,38	1,01	-
454.	ПС 110 кВ Ш37	T2	2,50	0,55	22,18	0,59	23,65	0,59	-
455.	ПС 110 кВ Ш38	T1	2,50	0,50	20,00	0,47	18,87	0,50	-
456.	ПС 110 кВ Ш42	T1	6,30	0,64	10,20	0,93	14,71	6,62	105,08
457.	ПС 110 кВ Ш42	T2	6,30	4,36	69,21	5,69	90,37		
458.	ПС 110 кВ Ш43	T2	6,30	2,91	46,14	1,78	28,29	2,91	46,19
459.	ПС 110 кВ Ш44	T1	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,12	25,75
460.	ПС 110 кВ Ш44	T2	16,00	3,10	19,40	4,12	25,75		
461.	ПС 110 кВ Ш45	T1	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,68	10,72
462.	ПС 110 кВ Ш45	T2	25,00	2,68	10,70	1,71	6,83		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
463.	ПС 110 кВ Ш46	T1	10,00	2,69	26,87	2,24	22,44	5,00	50,00
464.	ПС 110 кВ Ш46	T2	10,00	2,31	23,06	1,53	15,29		
465.	ПС 110 кВ Ш47	T2	10,00	0,99	9,91	1,34	13,40	1,34	–
466.	ПС 110 кВ Ш49	T1	10,00	1,68	16,76	1,88	18,80	1,88	–
469.	ПС 110 кВ ГСР	T1	16,00	1,84	11,49	1,77	11,05	5,22	32,63
470.	ПС 110 кВ ГСР	T2	16,00	3,38	21,15	3,26	20,39		
471.	ПС 110 кВ Замчалово	T1	40,00	7,01	17,53	7,38	18,45	34,22	85,55
472.	ПС 110 кВ Замчалово	T2	40,00	27,21	68,02	26,61	66,51		
473.	ПС 110 кВ Карьер	T1	6,30	0,88	13,91	0,30	4,78	0,88	–
474.	ПС 110 кВ Лесостепь	T1	40,00	18,17	45,43	20,70	51,75	20,70	51,75
475.	ПС 110 кВ Лесостепь	T2	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
476.	ПС 110 кВ НЗНП	T1	16,00	4,70	29,36	5,91	36,94	10,82	67,63
477.	ПС 110 кВ НЗНП	T2	16,00	4,68	29,28	4,91	30,68		
478.	ПС 110 кВ ЦОФ	T1	10,00	0	0	0,11	1,08	0,54	5,40
479.	ПС 110 кВ ЦОФ	T2	10,00	0,54	5,39	0,11	1,08		
484.	ПС 110 кВ КПО (Донэнерго)	T1	10,00	4,21	42,1	0,00	0,00	5,20	52,00
485.	ПС 110 кВ КПО (Донэнерго)	T2	16,00	0,00	0,00	5,20	32,50		

Необходимость увеличения трансформаторной мощности подстанций по результатам анализа контрольных замеров.

По результатам зимних контрольных замеров 2018 года в нормальной схеме возможно превышение номинальной токовой нагрузки Т-3 ПС 110 кВ Троицкая-1. Трансформаторная мощность 16 мегавольтампер. Загрузка трансформатора Т1 по результатам зимних контрольных замеров 2018 года составляет 17,1 мегавольтампер, 107 процентов Sном. Режимные мероприятия по переводу нагрузки позволяют снизить загрузку трансформатора ниже номинальных значений – 12,1 МВА. Информация о перспективных нагрузках в данном центре питания отсутствует. По результатам анализа контрольных замеров необходимость увеличения трансформаторной мощности отсутствует.

При выводе в ремонт или аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12, ПС 110 кВ БТ1, ПС 110 кВ Р7, ПС 110 кВ АС1, ПС 110 кВ Чалтырь, ПС 110 кВ Ш16, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Синявская, ПС 110 кВ Т-1, ПС 110 кВ БГ2 оставшийся в работе трансформатор перегружается свыше допустимых значений (таблица № 37).

ПС 110/10 кВ АС12.

На ПС 110 кВ АС12 установлено два силовых трансформатора: Т-1, Т-2 типа ТМН-6300/110/10 (1983 года выпуска), тип системы охлаждения – М (охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 8,15 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35, 10 кВ на смежные ЦП: 1,71 мегавольтампер.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 (Т-1), в работе будет находиться трансформатор Т-1 (Т-2) мощностью Sном = 6,3 мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки – 1,29. Допустимая продолжительность нагрузки, при -2°С: 24 часа (здесь и далее перегрузочная способность трансформаторов определена в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81);

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 6,44 мегавольтампер, коэффициент аварийной перегрузки – 1,022, длительность перегрузки при -2°С не ограничивается.

Реконструкция ПС 110/10 кВ АС12 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

ПС 110/35/10 кВ АС1.

На ПС 110 кВ АС1 установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1967 года выпуска) и Т-2 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1987 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 14,26 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35, 10 кВ на смежные ЦП: 3,01 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 (Т-1), в работе будет находиться трансформатор Т-1 (Т-2) мощностью Sном = 10 МВА.

Коэффициент аварийной перегрузки – 1,43. Допустимая продолжительность нагрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$ : 1 час.

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 11,25 мегавольтампер, коэффициент аварийной перегрузки – 1,13, длительность перегрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$  не ограничивается.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ АС1 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Чалтырь.

На ПС 110 кВ Чалтырь установлено два силовых трансформатора: Т-2 типа ТДТН-25000/110/35/10 (1980 года выпуска) и Т-3 типа ТДТН-16000/110/35/10 (1994 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 29,49 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35, 10 кВ на смежные ЦП: 13 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2, в работе будет находиться трансформатор Т-3 мощностью  $S_{ном} = 16$  мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки – 1,84. Перегрузка при  $-2^{\circ}\text{C}$  допускается в течение 1 минуты. За указанное время выполнить перевод нагрузки на смежные центры питания не представляется возможным.

Для исключения недопустимой перегрузки при единичном отключении в нормальной схеме для фактических нагрузок целесообразно выполнить замену существующего трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Чалтырь мощностью 16 мегавольтампер на трансформатор мощностью не менее 25 мегавольтампер.

В случае наличия на ПС 110 кВ Чалтырь трансформаторов мощностью 2 x 25 мегавольтампер, в послеаварийном режиме, связанном с отключением одного из трансформаторов коэффициент аварийной перегрузки будет составлять 1,18, допустимая продолжительность перегрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$  составит 24 часа – достаточная для перевода нагрузки по сетям 35, 10 кВ на смежные центры питания.

ПС 110/6/6 кВ БТ1.

На ПС 110 кВ БТ1 установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТРДН-25000/110/6/6 (1988 года выпуска) и Т-2 типа ТРДН-25000/110/6/6 (1982 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 26,94 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 6 кВ на смежные ЦП: 9,96 мегавольтампер.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 (Т-1), в работе будет находиться трансформатор Т-1 (Т-2) мощностью  $S_{ном} = 25$  мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки – 1,08, длительность перегрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$  не ограничивается.

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 16,98 мегавольтампер, загрузка ниже номинальной.

Реконструкция ПС 110/6/6 кВ БТ1 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

ПС 110/35/6 кВ Р7.

На ПС 110 кВ Р7 установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-63000/110/35/6 (1987 года выпуска) и Т-2 типа ТДТН-63000/110/35/6 (1985 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 69,73 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35, 6 кВ на смежные ЦП: 24,47 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 (Т-1), в работе будет находиться трансформатор Т-1 (Т-2) мощностью  $S_{ном} = 63$  МВА. Коэффициент аварийной перегрузки 1,11, длительность перегрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$  не ограничивается.

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 45,26 мегавольтампер, загрузка ниже номинальной.

Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Р7 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

ПС 110/35/6 кВ Центральная.

На ПС 110/35/6 кВ Центральная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110/35/6 (1968 года выпуска) и Т-2 типа ТМТГ-7500/110/35/6 (1945 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла), М (охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 11,63 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сети 35 кВ на смежные ЦП: 10 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-1, в работе будет находиться трансформатор Т-2 мощностью  $S_{ном} = 7,5$  мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки 1,55. Перегрузка при  $-2^{\circ}\text{C}$  допускается в течение 5 минут. За указанное время выполнить перевод нагрузки на смежные центры питания не представляется возможным.

Для исключения недопустимой перегрузки при единичном отключении в нормальной схеме для фактических нагрузок целесообразно выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Центральная с увеличением трансформаторной мощности, при этом следует учесть предложения филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» (письмо от 12.04.2019 № РЭ/1300/461) по сооружению ПС 110 кВ Шлюзовая (раздел 5.19).

ПС 110/35/10 кВ Ш16.

На ПС 110 кВ Ш16 установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-40000/110/35/10 (1981 года выпуска) и Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/10 (1971 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г.: 43,87 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35 кВ на смежные ЦП: 6,48 мегавольтампер.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 (Т-1), в работе будет находиться трансформатор Т-1 (Т-2) мощностью

$S_{ном} = 40$  мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки 1,10, длительность перегрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$  не ограничивается.

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 37,39 мегавольтампер, загрузка ниже номинальной.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Ш16 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Синявская.

На ПС 110 кВ Синявская установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТМТГ-5600/110/35/10 (1962 года выпуска) и Т-2 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1984 года выпуска), тип системы охлаждения – М (охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла), Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 6,37 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 10 кВ на смежные ЦП: 1,5 мегавольтампер.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2, в работе будет находиться трансформатор Т-1 мощностью  $S_{ном} = 5,6$  мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки 1,14, длительность перегрузки при  $-2^{\circ}\text{C}$  не ограничивается.

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 4,87 мегавольтампер, загрузка ниже номинальной.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Синявская с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

ПС 110/35/6 кВ Т-1.

На ПС 110 кВ Т-1 установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТНГ-40000/110/35/6 (1966 года выпуска) и Т-2 типа ТДТНГ-20000/110/35/6 (1953 года выпуска), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г.: 30,62 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сетям 35 кВ на смежные ЦП: 14,6 мегавольтампер.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-1, в работе будет находиться трансформатор Т-2 мощностью  $S_{ном} = 20$  мегавольтампер. Коэффициент аварийной перегрузки 1,53. Допустимая продолжительность нагрузки, при  $-2^{\circ}\text{C}$ : 1 час, достаточно для перевода нагрузки.

Загрузка с учетом перевода нагрузки: 16,02 мегавольтампер, загрузка ниже номинальной.

Реконструкция ПС 110 кВ Т-1 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

Необходимость увеличения трансформаторной мощности возникает по причине роста нагрузки в соответствии со следующими заключенными договорами на технологическое присоединение:

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»

необходимо выполнить реконструкцию ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего АТГ 500/220 кВ (ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.04.2013 с изменениями от 19.05.2015);

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергетических установок ООО «Энел Рус Винд Азов» с установленной (максимальной) мощностью 90,09 мегавольтампер к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» необходимо выполнить реконструкцию ПС 220 кВ А-30 с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 мегавольтампер и с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 110 кВ А-30 – Азовская ВЭС (ТУ на ТП энергетических установок ООО «Энел Рус Винд Азов» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2017, с изменениями от 04.02.2019);

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» с максимальной мощностью 12 мегавольтампер к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ БТ2 с выполнением замены трансформатора Т1 мощностью 25 мегавольтампер на трансформатор мощностью 40 мегавольтампер (ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Роствертол» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 28.10.2015 с изменениями от 30.10.2017 и от 30.11.2018);

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» с максимальной мощностью 1,43 МВт к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ БГ2 с выполнением замены трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА (ТУ на ТП энергопринимающих устройств ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» к электрическим сетям ПАО «МРСК Юга» от 24.07.2017). По результатам контрольных замеров при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ БГ2 оставшийся в работе трансформатор перегружается свыше номинальных значений;

с целью обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Зимовники тяговая с выполнением замены трансформаторов 2 x 25 мегавольтампер на 2x40 мегавольтампер (ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.08.2017).

5.17. Рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы Ростовской области на период 2019 – 2023 годов

ООО «Красносулинский Metallургический Комбинат».

Строительство ПС 220 кВ Красносулинский Metallургический Комбинат (КМК) трансформаторной мощностью 606 мегавольтампер (2 x 160 МВА, 2 x 80 МВА, 2 x 63 МВА).

Для подключения ПС 220 кВ КМК выполняется строительство ВЛ 220 кВ Шахты – КМК ориентировочной протяженностью 42 километра (2 x 21 километр). Марка провода – 2АС-400.

ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания».

Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2 x 125 МВА)

Для подключения ПС 220 кВ Генеральская к энергосистеме выполняется строительство ВЛ 220 кВ Ростовская – Генеральская I и II цепь ориентировочной протяженностью 32 километра (2x16 километров). Марка провода – АС-300.

Строительство ПС 220 кВ Генеральская трансформаторной мощностью 250 МВА (2 x 125 МВА) выполняется по схеме 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

ООО «Донские биотехнологии».

Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 МВА (2 x 40 МВА).

Для подключения ПС 220 кВ Донбиотех рекомендуется выполнить строительство заходов от ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 – Волгодонск на ПС 220 кВ Донбиотех ориентировочной протяженностью 2 километра (2x1 километр). Марка провода – АС-300.

Строительство ПС 220 кВ Донбиотех трансформаторной мощностью 80 мегавольтампер (2 x 40 МВА) рекомендуется выполнить по схеме 5Н-Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий или по схеме 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

ООО «Тепличный комбинат «Донской».

Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 мегавольтампер.

Для подключения ПС 220 кВ Донская рекомендуется выполнить строительство заходов от ВЛ 220 кВ НчГРЭС – НЭЗ II цепь на ПС 220 кВ Донская ориентировочной протяженностью 0,25 км (2 x 0,125 километра). Марка провода – АС-300.

Строительство ПС 220 кВ Донская трансформаторной мощностью 220/10 кВ 40 мегавольтампер рекомендуется выполнить по схеме б-заход-выход.

Министерство строительства, архитектуры, и территориального развития Ростовской области.

Строительство ПС 110 кВ Минстрой с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ и мощностью 16 мегавольтампер каждый выполняется

по схеме 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Для подключения ПС 110 кВ Минстрой планируется выполнить строительство двух ЛЭП 110 кВ Р-4 – Минстрой.

ООО «ПМТ».

Строительство ПС 110 кВ ПМТ с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 мегавольтампер по схеме 3Н-Блок (линия-трансформатор) с выключателем.

Для подключения ПС 110 кВ ПМТ планируется строительство ЛЭП 110 кВ Донецкая – ПМТ.

ООО «РусАгроМаркет-Ростов-на-Дону».

Строительство ПС 110/10 кВ АгроМаркет с двумя трансформаторами 25 мегавольтампер каждый по схеме «Мостик».

Для подключения ПС 110 кВ АгроМаркет планируется строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 25 ВЛ 110 кВ НЗБ-Ш42 1, 2 цепь до ПС 110/10 кВ АгроМаркет.

ПАО «Роствертол».

Строительство ПС 110/6 кВ Заявителя с двумя трансформаторами по 16 мегавольтампер по схеме 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Для подключения ПС 110 кВ Заявителя планируется строительство ЛЭП 110 кВ отпайками до ПС 110/6 кВ Заявителя от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь с отпайкой на ПС ГПП-3 (опора № 14) и от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь с отпайкой на ПС ГПП-3 (опора № 14).

#### 5.18. Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей

Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей дополнительно к выполнению мероприятий, указанных в таблице № 36, отсутствуют.

#### 5.19. Обоснования предлагаемых субъектами мероприятий по развитию электрических сетей

Необходимость выполнения мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Р1 с выполнением замены выключателей 110 кВ на выключатели с большей отключающей способностью (МВ-110 ВЛ Р1 – Р33 – Р3 – Р12, МВ-110 ВЛ Р1 – Р37 – Р41, МВ-110 ВЛ Р1– Р37 – РСМ), предусмотренного СиПР Ростовской области на 2018-2022 годы, в настоящее время является неактуальным ввиду ввода в 2018 году на ПС 110 кВ Р27 автоматики опережающего деления сети (АОДС), позволяющей обеспечить не превышение уровней токов короткого замыкания.

Соглашением о сотрудничестве между министерством промышленности и энергетики Ростовской области, Региональной службой по тарифам Ростовской

области и публичным акционерным обществом «Межрегиональная распределительная сетевая компания Юга» по вопросам осуществления регулируемой деятельности от 17.08.2017 предусматривается реконструкция ЛЭП 110 кВ в левобережной части г. Ростова-на-Дону в границах зоны размещения объектов инфраструктуры для проведения чемпионата мира по футболу 2018 года. В рамках реализации данного объекта выполнен проект «Реконструкция участков КВЛ 110 кВ Р23 – Р22 с отпайками и ВЛ 110 кВ Койсуг – Р23 с отпайками в левобережной части г. Ростова-на-Дону и прилегающей инфраструктуры», в соответствии с которым планируется переустройство ВЛ 110 кВ Койсуг – БТ1 – Р31 – Р16 – Р25 – Р23 и КВЛ 110 кВ Р23 – Р25 – ПП2 – Р22 в КЛ 110 кВ протяженностью 2 километра (из них методом ГНБ – 0,14 километра). Прокладка ВОЛС протяженностью 2 километра. Переустройство ЛЭП 110 кВ производится с целью полноценного развития Левобережной зоны г. Ростова-на-Дону, соответствия ее требованиям НТД и НПА.

Предложения филиала ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»: филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» (письмо от 12.04.2019 № РЭ/1300/461) предлагается выполнить строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой трансформаторов 2 x 25 мегавольтампер.

В соответствии с актом освидетельствования технического состояния подстанции «Центральная», актом освидетельствования технического состояния подстанции «Шлюзовая», актом проверки необходимости проведения строительства ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая от 16.12.2016 установлено следующее:

ПС 35/6 кВ Шлюзовая. Все оборудование подстанции находится в эксплуатации с 1952 года, оборудование морально и физически изношено, техническое освидетельствование оборудования подстанции выявило ряд существенных недостатков, реконструкция подстанции на старой площадке невозможна ввиду отсутствия свободной территории.

ПС 110/35/6 кВ Центральная. Все оборудование подстанции находится в эксплуатации с 1951 года, оборудование морально и физически изношено, результаты осмотра оборудования подстанции выявили ряд существенных недостатков, реконструкция подстанции на старой площадке невозможна ввиду отсутствия свободной территории.

Анализ фактической загрузки ПС 110/35/6 кВ Центральная (раздел 5.16) выявил целесообразность выполнения реконструкции ПС 110/35/6 кВ Центральная с увеличением трансформаторной мощности.

Филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» предлагается к рассмотрению вариант строительства ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с демонтажом ПС 110 кВ Центральная, ПС 35 кВ Шлюзовая и переводом питания потребителей ПС 110 кВ Центральная и ПС 35 кВ Шлюзовая на новую ПС 110 кВ Шлюзовая, выполнение реконструкции ВЛ 35 кВ Шлюзовая – Романовская (3,7 километра).

С учетом вышеизложенного и существующей нагрузки ПС 110 кВ Центральная 11,63 МВА целесообразно выполнить сооружение ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой трансформаторов мощностью не менее 2x16 МВА.

Схему присоединения ПС 110 кВ Шлюзовая к сети 110 кВ определить при проектировании.

Филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» (письмо от 12.04.2019 № РЭ/1300/461) предлагается выполнить реконструкцию ПС 35/6 кВ АС-8 с переводом на напряжение 110 кВ с установкой трансформаторов на 2 x 25.

На ПС 35 кВ АС-8 установлено два силовых трансформатора: Т-1, Т-2 мощностью 2 x 7,5 мегавольтампер

Фактическая нагрузка 19 декабря 2018 г. 6,78 мегавольтампер.

Возможен перевод нагрузки по сети 6 кВ на смежные ЦП: 2,8 мегавольтампер.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением Т-2 (Т-1), в работе будет находиться трансформатор Т-1 (Т-2) мощностью  $S_{ном} = 7,5$  МВА, загрузка: 6,78 мегавольтампер, 90 процентов  $S_{ном}$ .

Увеличение трансформаторной мощности и перевод ПС 35 кВ АС-8 на 110 кВ не требуется.

Расчеты электроэнергетических режимов участка сети 35 кВ, прилегающего к ПС 35 кВ АС-8, выявили возможность снижения напряжения ниже допустимых значений и превышения АДТН ВЛ 35 кВ НЗБ-АС2 при единичных аварийных отключениях в нормальной схеме. Целесообразно отдельно выполнить проектную проработку вариантов мероприятий по недопущению выхода параметров электроэнергетических режимов участка сети 35 кВ, прилегающего к ПС 35 кВ АС-8, из области допустимых значений и на основании технико-экономического сравнения определить состав рекомендуемых мероприятий.

Предложения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга:

В рамках мероприятия «Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ» в соответствии с выполненной проектной документацией «ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты с расширением ПС 500 кВ Ростовская» планируется выполнить следующие этапы:

сооружение ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты;

реконструкция ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты и ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская с образованием ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская;

установка на ПС 500 кВ Ростовская ШР-500 кВ 180 Мвар в линию ВЛ 500 кВ Ростовская – Фроловская; строительство одноцепной ВЛ 500 кВ.

С учетом перечня реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, включенных СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы, в состав рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области (таблица № 36) включено мероприятие «Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты ориентировочной протяженностью 87,8 км (1 x 87,8 км) с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская на одну линейную ячейку 500 кВ» со сроком выполнения в 2020 году.

## 5.20. Сводные данные по развитию электрической сети энергосистемы Ростовской области на период 2019 – 2023 годов

В таблице № 38 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2019 – 2023 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице № 36. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ приведены в таблице № 38.

Таблица № 38

Наименование	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Всего 2019 – 2023 за годы
ВЛ 500 кВ	километров	–	–	–	87,80	–	87,80
ВЛ 220 кВ	километров	32,25	42,00	–	2,00	–	76,50
ВЛ 110 кВ	километров	26,30	78,14	–	–	–	104,44
АТ 500/220 кВ	МВА	–	501,00	–	–	–	501,00
АТ 220/110 кВ	МВА	250,00	508,00	–	80,00	286,00	1124,00
Т 110 кВ	МВА	305,00	293,60	57,00	–	–	655,60

Таблица № 39

Объект	Вид работы	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
ПС, ТП, РП	новое строительство	МВА	1,050	0,900	1,510	4,000	1,300
	техническое перевооружение и реконструкция		14,400	4,790	5,410	5,300	4,200
ВЛ, КЛ	новое строительство	километров	2,864	18,086	9,167	7,000	6,200
	техническое перевооружение и реконструкция		215,314	172,137	105,403	96,482	43,400

### 5.21. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

Уровень надежности и качества услуг определяется как обобщенный интегрированный показатель и состоит из показателя уровня надежности оказываемых услуг и показателя уровня качества оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями (ТСО).

Показатель уровня надежности оказываемых услуг ТСО определяется как средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг за расчетный период.

Показатель уровня качества оказываемых услуг определяется для электросетевых организаций в отношении услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению к объектам электросетевого хозяйства ТСО.

Показатель уровня качества оказываемых услуг является интегрированным показателем и состоит из показателей – индикаторов качества. Индикаторы качества оказываемых потребителям услуг характеризуют степень направленности деятельности ТСО по оказанию услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей

(заявителей) к электрическим сетям на сокращение времени решения возникающих вопросов, оптимизацию затрат потребителей услуг и, в целом, на создание наиболее благоприятных условий их взаимодействия с ТСО.

В таблице № 40 приведены примеры плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Ростовской области. Данные учитывают темп улучшения показателя с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемого равным 0,015.

Таблица № 40

Субъект	Наименование показателя	Значение показателя				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	8,3797	8,2540	8,1302	8,0083	8,0052
Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»	показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	2,5117	2,4740	2,4369	2,4004	2,3025
АО «Донэнерго»	показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	1,2692	1,2502	1,2314	1,2130	1,1948
АО «Донэнерго»	показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0,7079	0,6972	0,6868	0,6765	0,6663

На основании предоставленных субъектами плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии сформирована таблица № 41, в которой представлены сводные целевые показатели, усредненные в зависимости от количества учтенных ТСО и предоставленных ими данных.

Наименование показателя	Значение показателя				
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	5,3323	5,2525	5,1736	5,0959	5,0832
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,8108	1,7835	1,7569	1,7308	1,7236

На основании анализа таблицы № 41 можно сделать вывод, что показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd) и показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi) на протяжении рассматриваемого периода имеют тенденцию к снижению, что положительно характеризует уровень надежности и качества услуг по передаче электроэнергии по энергосистеме Ростовской области.

#### 6. Схема развития электроэнергетики Ростовской области

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области на 2023 год является неотъемлемой частью программы развития электроэнергетики и разработана с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов.

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области представлена в виде карты-схемы, на которую нанесены:

существующие и планируемые к строительству или реконструкции, выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции напряжением 110 кВ и выше;

существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт;

сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ;

существующие и планируемые к строительству или реконструкции, выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии.

Схема размещения объектов электроэнергетики Ростовской области на 2023 год представлена на рис. 14.

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ростовской области на 2023 год представлена на рис. 15.



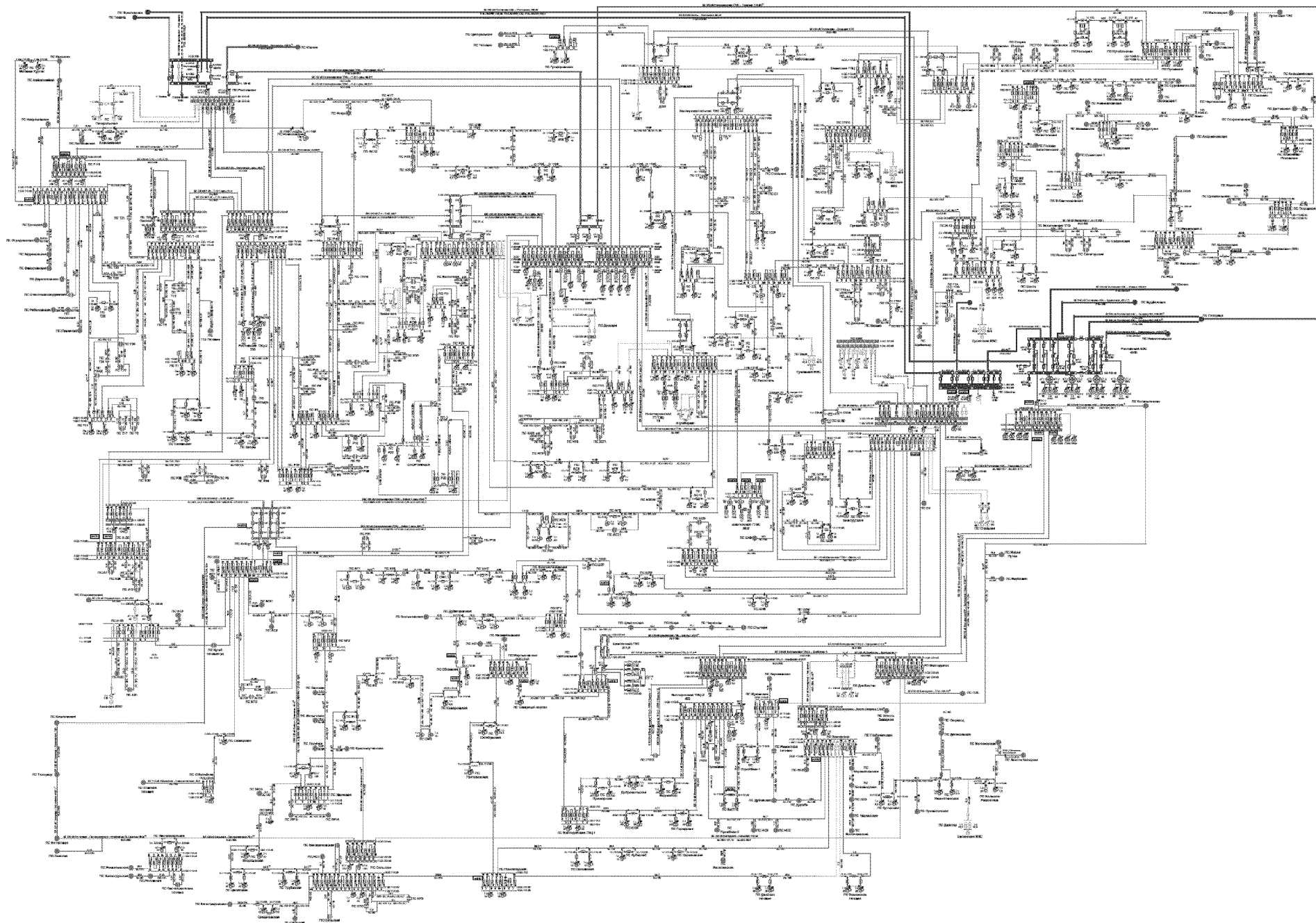


Рис. 15.

Примечание.

Список используемых сокращений:

А – ампер;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного хода;

АО «ТЭПТС «Теплоэнерго» – теплоэнергетическое предприятие тепловых сетей «Теплоэнерго»;

АО ТКЗ «Красный котельщик» – Таганрогский котлостроительный завод;

АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;

АПК – агропромышленный комплекс;

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АТ – автотрансформатор;

АТГ – автотрансформаторная группа;

АЧР – автоматика частотной разгрузки;

АЭС – атомная электрическая станция;

В – выключатель;

ВДЭС – ветро-дизельная электростанция;

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия свчзи;

ВРП – валовой региональный продукт;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

г. – город;

ГАО – график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

ГБОУ СПО РО «ТАК им. В.М. Петлякова» – государственное бюджетное образовательное учреждение среднего профессионального образования Ростовской области «Таганрогский авиационный колледж им В.М. Петлякова»;

ГВО – график временного ограничения режима потребления;

ГВС – горячее водоснабжение;

Гкал – гигакалория;

ГПГУ – газопоршневая генерирующая установка;

ГПС – газопоршневая электростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ГТ ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЕНЭС – Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;

ЕЭС – Единая энергетическая система;

ЗАО – закрытое акционерное общество;

кВ – киловольт;  
кВт·ч – киловатт в час;  
КИП – контрольно-измерительный прибор;  
КЛ – кабельная линия;  
км – километр;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КХ – коммунальное хозяйство;  
ЛПУ МГ – линейное производственное управление магистрального газопровода;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
МВА – мегавольтампер;  
Мвар – мегавар;  
МВт – мегаватт;  
мкр – микрорайон;  
млн – миллион;  
ММП – муниципальное многоотраслевое предприятие;  
МО – муниципальное образование;  
МП – муниципальное предприятие;  
МП «ККТС» – муниципальное предприятие «Коммунальные котельные и тепловые сети»;  
МТРЦ – многофункциональный торгово развлекательный центр;  
МУП – муниципальное унитарное предприятие;  
МУП АГП «АКСАЙЭНЕРГО» – муниципальное унитарное предприятие аксайского городского поселения «Аксайэнерго»;  
МЭС – магистральные электрические сети;  
НДС – налог на добавленную стоимость;  
НИР – научно-исследовательская работа;  
НПА – нормативный правовой акт;  
НТД – научно техническая документация;  
НЭВЗ – Новочеркасский электровозостроительный завод;  
НЭЗ – Новочеркасский электродный завод;  
ОАО – открытое акционерное общество;  
ОГК – оптовая генерирующая компания;  
ОДУ – объединенное диспетчерское управление;  
ООО – общество с ограниченной ответственностью;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
отп. – отпайка линии электропередачи;  
ОЭС – объединенная энергетическая система;  
п. – поселок;  
ПА – противоаварийная автоматика;  
ПАО – публичное акционерное общество;  
ПАР – послеаварийный режим;  
пгт – поселок городского типа;  
ПГУ – парогазовая установка;  
ПГЭ – парогазовая электростанция;

ПЛЭС – плавучая электростанция;  
ПНС – подкачивающая насосная станция;  
ПП – переключательный пункт;  
ПС – подстанция;  
ПСУ – паросиловая установка;  
ПЭС – передвижная электростанция;  
Р – реактор;  
р.п. – рабочий поселок;  
РДУ – региональное диспетчерское управление;  
РЖД – Российские железные дороги;  
Росстат – Федеральная служба государственной статистики;  
РП – распределительный пункт;  
РТП – ремонтно-техническое предприятие;  
РУ – распределительное устройство;  
с. – секция;  
СВ – секционный выключатель;  
СиПР ЕЭС России 2019 – 2025 – Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы;  
СиПРЭ – схема и программа развития электроэнергетики;  
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;  
СП – соединительный пункт;  
СШ – система шин;  
СЭС – солнечная электростанция;  
Т – трансформатор;  
т у.т. – тонна условного топлива;  
ТАНТК им. Г.М. Бериева – Таганрогский авиационный научно-технический комплекс имени Георгия Михайловича Бериева;  
ТГ – турбогенератор;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;  
ТПП – территориальное производственное предприятие;  
ТРЦ – торгово-развлекательный центр;  
ТСЖ – товарищество собственников жилья;  
ТУ – технические условия;  
ТЭК – топливно-энергетический комплекс;  
ТЭР – топливно-энергетический ресурс;  
ТЭС – тепловая электрическая станция;  
ТЭЦ – тепловая электростанция;  
УК – управляющая компания;  
УМП ЖКХ – унитарное муниципальное предприятие жилищно-коммунального комплекса;  
УРС – устройство регулирования и стабилизации;  
УШР – управляемый шунтирующий реактор;  
ФБУ – Федеральное бюджетное учреждение;

ФГБОУ ВПО – Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования;

ФГБУ – Федеральное государственное бюджетное учреждение;

ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ЧДА – частотно-делительная автоматика;

шт. – штука;

ЭС – энергосистема;

ЭЭ – электрическая энергия;

$I_{длгн}$  – длительно допустимое значение токовой нагрузки в нормальной (ремонтной схеме);

$I_{адгн}$  – аварийно допустимое значение токовой нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях;

$I_{расч}$  – значение расчетной токовой нагрузки;

$I_{ном}$  – номинальный ток;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$S_{ном}$  – номинальная мощность.

Заместитель начальника  
управления документационного  
обеспечения Правительства  
Ростовской области – начальник  
отдела нормативных документов



В.В. Сечков