



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З

29 ноября 2024г.

Москва

№ 2328

**Об утверждении схемы и программы развития
электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы**

В соответствии с пунктами 44 и 45 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556, и подпунктом 4.4.1 пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, приказываю:

Утвердить схему и программу развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы.

Министр

С.Е. Цивилев

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России
от 25 июля 2024 г. № 2328

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы**

I. Общие положения

1. Настоящие схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы (далее – схема и программа) разработаны в целях:

формирования состава объектов по производству электрической энергии и мощности для обеспечения удовлетворения прогнозируемой потребности в электрической энергии и мощности в Единой энергетической системе России (далее – ЕЭС России) и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – ТИТЭС) на период 2025 – 2030 годов;

предотвращения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности с учетом прогнозируемых режимов работы энергосистем при работе в схемно-режимных и режимно-балансовых условиях, определенных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286;

определения решений по размещению линий электропередачи и подстанций классом напряжения 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в ТИТЭС, необходимых для обеспечения удовлетворения прогнозируемой потребности в электрической энергии и мощности по электроэнергетическим системам на период 2025 – 2030 годов, а также обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима работы ЕЭС России, отдельных ее частей и ТИТЭС в области допустимых значений.

2. Схема и программа разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики,

утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (далее – Правила). С учетом требований Правил фактические и прогнозные показатели балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России сформированы без учета энергосистем новых субъектов Российской Федерации.

II. Фактическое состояние электроэнергетики

Установленная мощность электростанций ЕЭС России и ТИТЭС на начало 2024 года составила 253 535,1 МВт, из них 29 649,0 МВт (11,69 %) – на атомных электростанциях, 52 839,9 МВт (20,84 %) – на гидравлических электростанциях, 166 356,4 МВт (65,61 %) – на тепловых электростанциях, 4 689,8 МВт (1,85 %) – на электростанциях, функционирующих на базе возобновляемых источников энергии – солнечных и ветровых электростанциях (далее – ВИЭ-электростанции).

Производство электрической энергии ЕЭС России и ТИТЭС в 2023 году составило 1 149 983,6 млн кВт·ч, из них 217 696,7 млн кВт·ч (18,93 %) – на атомных электростанциях, 202 618,4 млн кВт·ч (17,62 %) – на гидравлических электростанциях, 720 662,1 млн кВт·ч (62,67 %) – на тепловых электростанциях, 9 006,4 млн кВт·ч (0,78 %) – на ВИЭ-электростанциях.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России в 2023 году составило 1 121 724,6 млн кВт·ч, максимум потребления мощности составил 168 741 МВт.

Потребление электрической энергии по ТИТЭС в 2023 году составило 15 879,3 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности составила 2 443 МВт.

Наиболее высокий объем прироста потребления электрической энергии в 2023 году к фактическим значениям предыдущего года показали предприятия обрабатывающих производств.

За период 2019 – 2023 годов потребление электрической энергии по ЕЭС России увеличилось на 66 165,6 млн кВт·ч, максимум потребления мощности увеличился на 16 864 МВт, установленная мощность электростанций увеличилась на 4 921,7 МВт, производство электрической энергии увеличилось на 63 182 млн кВт·ч.

За период 2019 – 2023 годов потребление электрической энергии по ТИТЭС увеличилось на 1 196,6 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности увеличилась на 208 МВт, установленная мощность электростанций увеличилась на 367 МВт, производство электрической энергии увеличилось на 1 196,6 млн кВт·ч.

Объем ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей в ЕЭС России и ТИТЭС за период 2019 – 2023 годов составил 10 447,1 МВт, объем вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в указанный период составил 8 588,3 МВт.

Протяженность электрических сетей напряжением 220 – 750 кВ ЕЭС России в период 2019 – 2023 годов увеличилась на 11 450,9 км, суммарная мощность трансформаторных подстанций напряжением 220 – 750 кВ увеличилась на 26 770 МВА.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России в 2024 году ожидается в объеме 1 158 695 млн кВт·ч, максимум потребления мощности ожидается на уровне 170 085 МВт.

Потребление электрической энергии по ТИТЭС в 2024 году ожидается в объеме 16 366 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности ожидается на уровне 2 513 МВт.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России и ТИТЭС на конец 2024 года ожидается 255 017,7 МВт, из них 28 649,0 МВт (11,23 %) – на атомных электростанциях, 52 954,6 МВт (20,77 %) – на гидравлических электростанциях, 168 072,7 МВт (65,91 %) – на тепловых электростанциях, 5 341,4 МВт (2,09 %) – на ВИЭ-электростанциях.

III. Развитие ЕЭС России и ТИТЭС до 2030 года

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в период 2025 – 2030 годов по ЕЭС России и ТИТЭС разработан на основе сложившейся структуры потребления электрической энергии с учетом планов действующих крупных потребителей по изменению объема и режимов потребления электрической

энергии и инвестиционных проектов по созданию новых и развитию (модернизации) действующих производств, информация о которых в том числе предоставлена органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. В прогнозе потребления учтено свыше 1 400 инвестиционных проектов суммарным потреблением электрической энергии 86 011,7 млн кВт·ч.

Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России предполагает его увеличение к 2030 году до 1 297 958 млн кВт·ч, максимум потребления мощности увеличится до 186 702 МВт, среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и максимума потребления мощности относительно 2023 года составят 2,11 % и 1,46 % соответственно.

Прогноз потребления электрической энергии по ТИТЭС предполагает его увеличение к 2030 году до 18 531 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности увеличится до 2 791 МВт, среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и максимума потребления мощности относительно 2023 года составят 2,23 % и 1,92 % соответственно.

Число часов использования максимума потребления мощности ЕЭС России в соответствии с прогнозом потребления ожидается в диапазоне 6 835 – 6 930 ч/год с тенденцией к увеличению на 95 часов к 2030 году, что обусловлено планируемым присоединением новых потребителей промышленной сферы.

Число часов использования максимума потребления мощности ТИТЭС в соответствии с прогнозом потребления ожидается в диапазоне 6 256 – 6 640 ч/год с тенденцией к увеличению на 384 часа к 2030 году, что обусловлено планируемым присоединением новых потребителей промышленной сферы.

Балансовые показатели по ЕЭС России, синхронным зонам, территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России, и ТИТЭС на период 2025 – 2030 годов представлены в приложении № 1 к схеме и программе.

Основным направлением развития атомных электростанций является строительство энергоблоков с реакторами нового типа ВВЭР-ТОИ для замены энергоблоков серии РБМК-1000 на Курской АЭС, строительство энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200 для замены энергоблоков серии РБМК-1000 на

Ленинградской АЭС, а также строительство инновационного энергоблока БРЕСТ-ОД-300 на площадке опытно-демонстрационного энергоблока в г. Северске.

Основным направлением развития тепловых электростанций является проведение модернизации существующего генерирующего оборудования, в том числе с использованием паросилового цикла и газотурбинных установок большой мощности отечественного производства.

Объем вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России и ТИТЭС (в том числе под замену новым оборудованием) в период 2025 – 2030 годов составит:

атомные электростанции – 2 036,0 МВт;

тепловые электростанции – 3 146,0 МВт;

гидравлические электростанции и ВИЭ-электростанции – не планируется.

Прогнозируемое снижение суммарной установленной мощности действующих в настоящее время электростанций ЕЭС России и ТИТЭС в связи с выводом из эксплуатации оборудования атомных и тепловых электростанций в период 2025 – 2030 годов составит 5 182,0 МВт.

Объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования электростанций в период 2025 – 2030 годов составит:

атомные электростанции – 3 850,0 МВт;

тепловые электростанции – 7 876,2 МВт (5 354,2 МВт на газе, 2 095,0 МВт на угле и 427,0 МВт на прочих видах топлива (твердые бытовые отходы, черный щелок), из них 2 273,0 МВт – на конденсационных электростанциях и 5 603,2 МВт – на теплоэлектроцентралях;

гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции – 1 091,4 МВт;

ВИЭ-электростанции – 4 523,8 МВт.

Общий объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования до 2030 года составит 17 341,4 МВт.

Увеличение установленной мощности, связанное с реконструкцией и модернизацией генерирующего оборудования, в период 2025 – 2030 годов составит 1001,5 МВт.

Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России и ТИТЭС на период 2025 – 2030 годов, удовлетворяющих требованиям пункта 59 Правил, представлен в приложении № 2 к схеме и программе.

Суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России и ТИТЭС с учетом прогнозируемой динамики установленной мощности действующих электростанций и указанного объема вводов в эксплуатацию нового генерирующего оборудования к 2030 году составит 268 178,5 МВт, в том числе: по ЕЭС России – 262 812,9 МВт, по ТИТЭС – 5 365,6 МВт.

С учетом указанных изменений структура установленной мощности ЕЭС России и ТИТЭС до 2030 года в целом сохранится при незначительном снижении доли тепловых электростанций (с 65,61 % в 2023 году до 64,72 % в 2030 году) и увеличении доли ВИЭ-электростанций (с 1,85 % в 2023 году до 3,68 % в 2030 году).

Потребность тепловых электростанций ЕЭС России и ТИТЭС в топливе к 2030 году составит 359,7 млн тонн условного топлива, в том числе: по 1-й синхронной зоне ЕЭС России – 333,7 млн тонн условного топлива, по 2-й синхронной зоне ЕЭС России – 20,6 млн тонн условного топлива, по ТИТЭС – 5,4 млн тонн условного топлива.

Структура используемого топлива в ЕЭС России и ТИТЭС к 2030 году останется практически без изменений: доля угля в 2030 году составит 23,49 % при сохранении доли газа на уровне 71,05 % к 2030 году. Доля нефтетоплива составит 0,63 % к 2030 году, доля прочего топлива – 4,83 %.

Перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности, не покрываемого с использованием учтенных объектов по производству электрической энергии и мероприятий по развитию электрических сетей, представлен в приложении № 3 к схеме и программе.

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в ТИТЭС (включая мероприятия по развитию устройств и комплексов

противоаварийной автоматики), удовлетворяющих требованиям пункта 57 Правил, представлен в приложении № 4 к схеме и программе.

В связи с планируемой в 2025 году синхронизацией энергосистем стран Балтии с энергообъединением стран Континентальной Европы для энергосистемы Калининградской области обеспечена возможность работы в изолированном режиме в течение длительного периода при условии обеспеченности электростанций топливом. Для этого реализован ряд технических мероприятий, в том числе диверсификация топливно-энергетического баланса Калининградской области, ввод в работу новых электростанций, развитие сетевой инфраструктуры и реализация технических решений по противоаварийному управлению.

Реализация запланированных мероприятий по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей позволит обеспечить надежное функционирование энергосистем с учетом прогнозируемого роста потребления электрической энергии и мощности.

Показатели балансовой надежности зон надежности ЕЭС России и ТИТЭС приведены в приложении № 5 к схеме и программе.

Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов по производству электрической энергии в целом по ЕЭС России, по синхронным зонам и ТИТЭС приведены в приложении № 6 к схеме и программе.

Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше в целом по ЕЭС России и по территориям субъектов Российской Федерации и 35 кВ и выше в ТИТЭС приведены в приложении № 7 к схеме и программе.

Совокупный объем инвестиций для реализации мероприятий, предусмотренных схемой и программой, в прогнозных ценах должен составить 6 142,09 млрд руб. с НДС для ЕЭС России и 39,29 млрд руб. с НДС для ТИТЭС.

Результаты оценки тарифных последствий реализации технических решений схемы и программы в магистральной и распределительных сетях по субъектам Российской Федерации приведены в приложении № 8 к схеме и программе.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

БАЛАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
по синхронным зонам, территориальным электроэнергетическим системам, входящим в ЕЭС России, и технологически изолированным территориальным
электроэнергетическим системам

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>ЕЭС России</i>	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 106 369,84	1 121 724,64	1 165 866,00	1 191 052,00	1 220 512,00	1 245 842,00	1 269 485,00	1 282 663,00	1 297 958,00
	Максимум потребления мощности	МВт	158 864,00	168 741,00	170 085,00	173 860,00	177 257,00	180 472,00	182 880,00	185 136,00	186 702,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	247 601,77	248 164,88	249 570,49	253 526,80	254 807,52	257 201,21	261 624,10	263 662,90	262 812,90
<i>1-я синхронная зона ЕЭС России</i>	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 061 909,47	1 075 775,09	1 117 269,00	1 140 046,00	1 164 845,00	1 185 858,00	1 206 060,00	1 218 700,00	1 233 872,00
	Максимум потребления мощности	МВт	152 118,00	161 593,00	162 535,00	165 976,00	169 104,00	171 783,00	173 806,00	176 046,00	177 598,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	236 359,88	236 952,99	238 258,60	242 120,40	243 113,12	244 725,40	248 133,29	250 172,09	249 322,09
Архангельская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 203,17	7 152,30	7 216,00	7 289,00	7 330,00	7 394,00	7 449,00	7 463,00	7 474,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 110,00	1 158,00	1 160,00	1 155,00	1 160,00	1 165,00	1 170,00	1 175,00	1 175,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10
Калининградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 690,29	4 729,49	4 969,00	4 980,00	5 068,00	5 172,00	5 297,00	5 365,00	5 421,00
	Максимум потребления мощности	МВт	805,00	806,00	823,00	853,00	864,00	881,00	894,00	898,00	899,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 919,32	1 918,72	1 918,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72	1 924,72
Республика Карелия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 298,68	8 541,92	9 028,00	9 081,00	9 215,00	9 369,00	9 518,00	9 667,00	9 915,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 244,00	1 300,00	1 336,00	1 361,00	1 380,00	1 393,00	1 407,00	1 433,00	1 470,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 094,91	1 094,91	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81
Республика Коми	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 903,98	8 702,02	8 842,00	9 011,00	9 075,00	9 196,00	9 340,00	9 358,00	9 402,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 260,00	1 276,00	1 280,00	1 302,00	1 312,00	1 327,00	1 334,00	1 340,00	1 344,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 568,03	2 567,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98	2 561,98
Мурманская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 998,40	11 934,23	12 083,00	12 894,00	13 714,00	13 812,00	13 860,00	14 256,00	16 304,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 786,00	1 837,00	1 805,00	1 941,00	1 961,00	1 967,00	1 967,00	2 351,00	2 657,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 829,35	3 837,35	3 836,25	3 836,25	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	48 974,40	49 120,03	52 038,00	52 645,00	53 510,00	54 307,00	55 464,00	56 625,00	58 883,00
	Максимум потребления мощности	МВт	8 004,00	8 234,00	8 333,00	8 547,00	8 621,00	8 660,00	8 904,00	9 121,00	9 266,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 218,25	13 246,25	13 236,15	13 236,15	13 241,15	13 241,15	13 241,15	13 241,15	12 391,15
г. Санкт-Петербург	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	25 419,10	25 577,97	27 097,00	27 085,00	27 607,00	28 047,00	28 671,00	28 777,00	29 028,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 344,00	4 459,00	4 298,00	4 427,00	4 466,00	4 496,00	4 577,00	4 592,00	4 607,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 583,26	4 606,26	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16	4 586,16
Ленинградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 555,30	23 542,06	24 941,00	25 560,00	25 903,00	26 261,00	26 794,00	27 848,00	29 855,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 659,00	3 820,00	4 036,00	4 120,00	4 155,00	4 163,00	4 327,00	4 529,00	4 659,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	8 634,98	8 639,98	8 649,98	8 649,98	8 654,98	8 654,98	8 654,98	8 654,98	7 804,98
Новгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 667,99	4 786,92	5 045,00	5 115,00	5 284,00	5 298,00	5 321,00	5 315,00	5 323,00
	Максимум потребления мощности	МВт	709,00	741,00	765,00	773,00	795,00	798,00	801,00	803,00	804,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	428,52	428,52	428,52	428,52	417,52	417,52	417,52	417,52	417,52
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 395,55	2 456,51	2 601,00	2 604,00	2 685,00	2 712,00	2 747,00	2 768,00	2 796,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Псковская область	Максимум потребления мощности	МВт	414,00	437,00	456,00	442,00	451,00	461,00	471,00	476,00	480,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
Белгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 091,47	15 933,07	16 234,00	16 463,00	16 752,00	16 968,00	17 130,00	17 291,00	17 418,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 344,00	2 263,00	2 328,00	2 356,00	2 398,00	2 429,00	2 447,00	2 478,00	2 497,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98
Брянская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 406,89	4 344,16	4 455,00	4 452,00	4 494,00	4 542,00	4 572,00	4 582,00	4 597,00
	Максимум потребления мощности	МВт	732,00	711,00	757,00	763,00	762,00	767,00	770,00	774,00	776,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25
Владимирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 336,31	7 480,95	7 799,00	7 796,00	7 825,00	7 844,00	7 877,00	7 866,00	7 877,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 196,00	1 236,00	1 253,00	1 273,00	1 271,00	1 273,00	1 275,00	1 276,00	1 278,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00
Вологодская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14 281,61	14 337,84	14 208,00	14 516,00	14 749,00	14 972,00	15 116,00	15 176,00	15 277,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 083,00	2 084,00	2 147,00	2 119,00	2 152,00	2 172,00	2 191,00	2 195,00	2 199,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 413,99	1 429,99	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 459,79
Воронежская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12 533,30	12 593,99	13 224,00	13 247,00	13 448,00	13 721,00	13 926,00	14 110,00	14 333,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 925,00	1 990,00	2 095,00	2 121,00	2 137,00	2 156,00	2 179,00	2 213,00	2 231,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 283,62	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 314,02	4 314,02	4 314,02	4 314,02	4 314,02
Ивановская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 542,06	3 539,19	3 748,00	3 739,00	3 749,00	3 771,00	3 853,00	3 898,00	3 909,00
	Максимум потребления мощности	МВт	614,00	651,00	654,00	661,00	661,00	678,00	680,00	682,00	683,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	922,00	922,00	1 253,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21
Калужская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 402,21	7 449,33	7 802,00	7 955,00	8 239,00	8 491,00	8 798,00	9 019,00	9 262,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 253,00	1 291,00	1 295,00	1 350,00	1 443,00	1 462,00	1 472,00	1 482,00	1 492,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	142,03	150,03	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63
Костромская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 650,16	3 619,11	3 900,00	3 892,00	3 897,00	3 901,00	3 915,00	3 907,00	3 911,00
	Максимум потребления мощности	МВт	614,00	626,00	636,00	654,00	654,00	655,00	655,00	656,00	656,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 875,76	3 905,76	3 935,76	3 965,76	4 025,76	4 065,76	4 065,76	4 065,76	4 065,76
Курская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 266,41	8 427,04	8 142,00	9 050,00	9 232,00	9 629,00	10 243,00	10 505,00	10 599,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 198,00	1 196,00	1 220,00	1 319,00	1 350,00	1 435,00	1 438,00	1 440,00	1 446,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 270,70	3 290,95	2 290,95	3 490,95	3 490,95	4 690,95	4 690,95	4 690,95	4 690,95
Липецкая область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13 868,99	13 967,99	14 060,00	14 174,00	14 286,00	14 361,00	14 443,00	14 467,00	14 529,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 097,00	2 073,00	2 158,00	2 191,00	2 207,00	2 208,00	2 209,00	2 219,00	2 228,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 132,63	1 132,63	1 132,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63	1 432,63
г. Москвы и Московской области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	117 383,20	118 801,89	125 728,00	125 677,00	126 627,00	127 817,00	129 518,00	131 531,00	132 689,00
	Максимум потребления мощности	МВт	18 665,00	19 790,00	20 450,00	20 850,00	21 220,00	21 530,00	21 850,00	22 140,00	22 440,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	16 233,03	16 108,03	16 188,04	16 331,04	16 338,04	16 376,04	18 112,44	18 112,44	18 112,44
г. Москва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	55 425,70	55 807,08	60 111,00	60 088,00	60 713,00	61 380,00	62 738,00	63 209,00	63 880,00
	Максимум потребления мощности	МВт	9 322,00	9 653,00	10 120,00	10 400,00	10 620,00	10 810,00	10 980,00	11 170,00	11 350,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	10 748,48	10 623,48	10 633,49	10 633,49	10 640,49	10 678,49	10 678,49	10 678,49	10 678,49
Московская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	61 957,50	62 994,81	65 617,00	65 589,00	65 914,00	66 437,00	66 780,00	68 322,00	68 809,00
	Максимум потребления мощности	МВт	9 343,00	10 241,00	10 330,00	10 450,00	10 600,00	10 720,00	10 870,00	10 970,00	11 090,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 484,55	5 484,55	5 554,55	5 697,55	5 697,55	5 697,55	7 433,95	7 433,95	7 433,95
Орловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 898,63	2 865,55	2 984,00	3 006,00	3 017,00	3 032,00	3 049,00	3 050,00	3 062,00
	Максимум потребления мощности	МВт	466,00	474,00	495,00	500,00	501,00	501,00	502,00	505,00	506,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	381,34	381,34	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09
Рязанская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6 961,87	7 150,37	7 481,00	7 468,00	7 479,00	7 454,00	7 605,00	7 729,00	7 764,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 064,00	1 143,00	1 183,00	1 152,00	1 153,00	1 153,00	1 182,00	1 199,00	1 200,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70
Смоленская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6 485,49	6 545,87	6 689,00	6 517,00	6 511,00	6 612,00	6 642,00	6 686,00	6 614,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 044,00	1 045,00	1 057,00	1 058,00	1 060,00	1 063,00	1 065,00	1 067,00	1 069,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 995,00	3 995,00	3 931,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00	3 952,00
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 535,27	3 495,09	3 648,00	3 642,00	3 707,00	3 730,00	3 745,00	3 739,00	3 743,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Тамбовская область	Максимум потребления мощности	МВт	593,00	610,00	607,00	630,00	631,00	632,00	633,00	633,00	634,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	283,00	283,00	290,00	310,00	310,00	461,20	461,20	461,20	461,20
Тверская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 050,94	9 258,38	9 567,00	9 660,00	9 773,00	9 743,00	9 957,00	10 098,00	10 094,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 398,00	1 418,00	1 478,00	1 497,00	1 514,00	1 527,00	1 537,00	1 547,00	1 556,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60
Тульская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 134,77	11 261,20	11 749,00	12 016,00	12 221,00	12 412,00	12 619,00	12 749,00	12 998,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 712,00	1 752,00	1 852,00	1 881,00	1 904,00	1 940,00	1 935,00	2 002,00	2 019,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 639,21	1 596,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21	1 571,21
Ярославская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 496,12	8 621,60	9 009,00	8 978,00	8 980,00	9 073,00	9 233,00	9 379,00	9 499,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 410,00	1 491,00	1 478,00	1 493,00	1 493,00	1 519,00	1 527,00	1 538,00	1 549,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 574,73	1 574,73	1 574,73	1 574,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73
Республика Марий Эл	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 458,34	2 624,21	2 899,00	2 730,00	2 758,00	2 784,00	2 818,00	2 837,00	2 867,00
	Максимум потребления мощности	МВт	424,00	495,00	531,00	490,00	494,00	498,00	504,00	508,00	513,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	252,00	252,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00
Республика Мордовия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 407,67	3 457,49	3 606,00	3 645,00	3 704,00	3 722,00	3 745,00	3 749,00	3 762,00
	Максимум потребления мощности	МВт	547,00	579,00	579,00	591,00	595,00	595,00	596,00	596,00	597,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00
Нижегородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20 075,02	20 429,48	21 068,00	22 066,00	22 525,00	22 721,00	22 980,00	23 175,00	23 424,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 156,00	3 291,00	3 476,00	3 535,00	3 574,00	3 606,00	3 635,00	3 664,00	3 693,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 740,63	2 744,93	2 752,43	2 759,93	2 759,93	2 767,43	2 767,43	2 774,93	2 774,93
Пензенская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 836,53	4 774,07	4 953,00	5 015,00	5 123,00	5 133,00	5 220,00	5 288,00	5 333,00
	Максимум потребления мощности	МВт	812,00	846,00	870,00	873,00	902,00	887,00	890,00	899,00	902,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00
Самарская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 139,19	23 422,90	24 331,00	24 693,00	25 436,00	25 744,00	26 166,00	26 437,00	26 637,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 544,00	3 784,00	3 784,00	3 809,00	3 925,00	3 965,00	3 997,00	4 033,00	4 049,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 809,09	5 810,25	5 933,45	6 078,35	6 078,35	6 083,35	6 083,35	6 418,35	6 418,35
Саратовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13 053,52	13 069,47	13 624,00	14 059,00	14 180,00	14 684,00	15 350,00	15 666,00	16 032,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 003,00	2 089,00	2 096,00	2 249,00	2 270,00	2 309,00	2 363,00	2 392,00	2 423,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	6 614,00	6 638,00	6 644,00	6 911,90	6 964,90	6 964,90	6 979,90	6 979,90	6 979,90
Республика Татарстан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	33 001,85	33 365,83	34 747,00	35 195,00	35 883,00	36 525,00	37 294,00	37 764,00	38 289,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 821,00	5 102,00	5 157,00	5 174,00	5 280,00	5 370,00	5 468,00	5 553,00	5 634,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	8 589,01	8 593,01	8 636,58	8 691,58	8 693,58	8 713,58	9 062,58	9 062,58	9 062,58
Ульяновская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 598,35	5 570,00	5 855,00	5 839,00	5 925,00	6 006,00	6 064,00	6 094,00	6 121,00
	Максимум потребления мощности	МВт	990,00	984,00	987,00	1 010,00	1 023,00	1 032,00	1 040,00	1 049,00	1 059,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90
Чувашская Республика – Чувашия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 310,20	5 384,20	5 571,00	5 558,00	5 602,00	5 675,00	5 730,00	5 752,00	5 790,00
	Максимум потребления мощности	МВт	880,00	941,00	946,00	946,00	951,00	956,00	961,00	964,00	967,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 181,00	2 181,00	2 181,00	2 181,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00
Астраханская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 236,58	4 394,41	4 458,00	4 504,00	4 569,00	4 644,00	4 707,00	4 758,00	4 799,00
	Максимум потребления мощности	МВт	698,00	771,00	755,00	760,00	759,00	775,00	775,00	775,00	775,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 369,20	1 369,20	1 437,80	1 437,80	1 587,80	1 707,80	1 870,30	1 945,30	1 945,30
Волгоградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 686,20	16 784,29	17 037,00	17 215,00	17 467,00	18 108,00	18 798,00	19 097,00	19 448,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 597,00	2 608,00	2 594,00	2 703,00	2 824,00	2 869,00	2 927,00	2 973,00	3 004,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 320,99	4 326,99	4 357,74	4 665,54	4 676,04	5 041,09	5 216,09	5 478,59	5 478,59
Республика Дагестан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 482,03	8 626,00	9 358,00	9 367,00	9 553,00	9 772,00	10 005,00	10 280,00	10 519,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 463,00	1 546,00	1 615,00	1 681,00	1 720,00	1 759,00	1 800,00	1 844,00	1 891,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 920,13	1 920,13	1 920,13	2 260,13	2 439,60	2 464,60	2 468,60	2 547,40	2 547,40
Республика Ингушетия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	924,84	1 020,83	1 419,00	1 417,00	1 440,00	1 455,00	1 467,00	1 470,00	1 478,00
	Максимум потребления мощности	МВт	157,00	186,00	230,00	254,00	256,00	257,00	258,00	260,00	261,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 846,97	1 926,99	2 139,00	2 139,00	2 170,00	2 199,00	2 238,00	2 263,00	2 288,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Кабардино-Балкарская Республика	Максимум потребления мощности	МВт	302,00	314,00	328,00	350,00	354,00	359,00	364,00	368,00	373,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	220,10	220,10	220,10	243,50	243,50	243,50	268,20	268,20	268,20
Республика Калмыкия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	844,64	913,37	948,00	914,00	914,00	914,00	916,00	914,00	914,00
	Максимум потребления мощности	МВт	145,00	152,00	152,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	471,10	471,10	534,10	594,10	594,10	594,10	594,10	594,10	594,10
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 463,60	1 471,62	1 565,00	1 563,00	1 582,00	1 603,00	1 624,00	1 636,00	1 651,00
Карачаево-Черкесская Республика	Максимум потребления мощности	МВт	251,00	262,00	265,00	275,00	277,00	279,00	281,00	283,00	285,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	383,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31 048,56	32 037,50	33 715,00	33 752,00	34 872,00	35 790,00	36 912,00	37 791,00	38 468,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾) МВт (зима ²⁾)	5 461,00 4 767,00	6 057,00 5 030,00	6 108,00 5 094,00	6 173,00 5 213,00	6 364,00 5 371,00	6 563,00 5 535,00	6 712,00 5 656,00	6 830,00 5 745,00	6 882,00 5 793,00
Республики Адыгея и Краснодарского края	Установленная мощность электростанций	МВт	2 658,44	2 681,92	3 234,50	3 397,50	3 397,50	3 397,50	3 397,50	3 647,50	3 647,50
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 645,52	1 535,88	1 660,00	1 677,00	1 770,00	1 786,00	1 799,00	1 802,00	1 810,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾) МВт (зима ²⁾)	263,00 263,00	288,00 282,00	303,00 268,00	325,00 284,00	327,00 285,00	328,00 286,00	329,00 287,00	331,00 289,00	332,00 290,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70
Республика Адыгея	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	29 403,04	30 501,62	32 055,00	32 075,00	33 102,00	34 004,00	35 113,00	35 989,00	36 658,00
	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾) МВт (зима ²⁾)	5 203,00 4 504,00	5 769,00 4 768,00	5 805,00 4 826,00	5 848,00 4 929,00	6 037,00 5 086,00	6 235,00 5 249,00	6 383,00 5 369,00	6 499,00 5 456,00	6 550,00 5 503,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 477,74	2 501,22	3 053,80	3 216,80	3 216,80	3 216,80	3 216,80	3 466,80	3 466,80
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20 088,42	20 405,54	21 190,00	21 164,00	21 477,00	21 760,00	22 117,00	22 246,00	22 491,00
Краснодарский край	Максимум потребления мощности	МВт (лето ¹⁾) МВт (зима ²⁾)	3 062,00 3 130,00	3 410,00 3 191,00	3 269,00 3 310,00	3 476,00 3 310,00	3 525,00 3 358,00	3 568,00 3 409,00	3 585,00 3 444,00	3 600,00 3 478,00	3 616,00 3 512,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 834,86	7 834,86	7 834,86	7 934,86	7 934,86	7 934,86	7 883,86	7 883,86	7 883,86
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 867,35	1 916,34	2 029,00	2 025,00	2 056,00	2 073,00	2 097,00	2 116,00	2 138,00
	Максимум потребления мощности	МВт	371,00	365,00	370,00	381,00	383,00	385,00	388,00	390,00	392,00
Ростовская область	Установленная мощность электростанций	МВт	448,12	448,12	463,12	463,12	466,72	466,72	466,72	466,72	466,72
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 286,33	11 629,44	12 087,00	12 084,00	12 256,00	12 400,00	12 545,00	12 645,00	12 758,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 769,00	1 973,00	1 890,00	1 919,00	1 938,00	1 957,00	1 974,00	1 992,00	2 010,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 272,81	5 514,91	5 549,91	5 678,66	5 684,51	5 659,51	5 659,51	5 659,51	5 659,51
Чеченская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 412,57	3 549,32	3 940,00	3 944,00	4 011,00	4 077,00	4 155,00	4 213,00	4 285,00
	Максимум потребления мощности	МВт	562,00	616,00	655,00	666,00	676,00	687,00	698,00	710,00	722,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	366,30	366,30	375,50	410,50	410,50	410,50	433,50	433,50	433,50
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 858,46	8 826,50	9 273,00	9 464,00	9 955,00	10 247,00	10 497,00	10 691,00	10 914,00
Республики Крым и г. Севастополя	Максимум потребления мощности	МВт	1 623,00	1 663,00	1 800,00	1 780,00	1 816,00	1 854,00	1 891,00	1 929,00	1 967,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 104,36	2 104,36	2 080,46	2 080,46	2 080,46	2 053,06	2 053,06	2 303,06	2 303,06
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 742,81	1 726,00	1 776,00	1 813,00	1 903,00	1 957,00	1 998,00	2 032,00	2 072,00
	Максимум потребления мощности	МВт	334,00	331,00	359,00	360,00	366,00	373,00	380,00	387,00	395,00
г. Севастополь	Установленная мощность электростанций	МВт	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 115,65	7 100,50	7 497,00	7 651,00	8 052,00	8 290,00	8 498,00	8 658,00	8 841,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 289,00	1 334,00	1 441,00	1 420,00	1 449,00	1 480,00	1 510,00	1 542,00	1 572,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 442,27	1 442,27	1 418,37	1 418,37	1 418,37	1 390,97	1 390,97	1 640,97	1 640,97
Республика Башкортостан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	27 560,46	27 830,65	28 580,00	29 631,00	30 057,00	30 260,00	30 749,00	30 970,00	31 155,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 195,00	4 426,00	4 261,00	4 512,00	4 559,00	4 579,00	4 631,00	4 675,00	4 707,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 562,67	5 572,67	5 629,67	5 644,47	5 662,47	5 702,27	5 702,27	5 702,27	5 702,27
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 299,65	7 347,52	7 598,00	7 553,00	7 664,00	7 737,00	7 831,00	7 883,00	7 957,00
Кировская область	Максимум потребления мощности	МВт	1 156,00	1 210,00	1 192,00	1 218,00	1 231,00	1 239,00	1 248,00	1 256,00	1 265,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 497,96	4 478,74	4 525,00	4 549,00	4 625,00	4 666,00	4 713,00	4 754,00	4 786,00
	Максимум потребления мощности	МВт	765,00	796,00	757,00	767,00	775,00	780,00	786,00	791,00	797,00
Курганская область	Установленная мощность электростанций	МВт	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Оренбургская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15 773,92	16 251,50	16 408,00	16 863,00	17 242,00	17 549,00	17 879,00	18 095,00	18 148,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 287,00	2 432,00	2 398,00	2 459,00	2 512,00	2 560,00	2 604,00	2 646,00	2 657,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 837,50	3 838,40	3 868,40	3 868,40	3 898,40	3 928,40	3 928,40	3 928,40	3 928,40
Пермский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 231,58	23 925,03	25 128,00	25 865,00	26 734,00	27 248,00	27 598,00	27 657,00	27 793,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 361,00	3 673,00	3 574,00	3 774,00	3 867,00	3 930,00	3 981,00	4 010,00	4 039,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 766,50	7 706,50	7 841,55	7 841,55	7 886,55	7 901,55	7 896,55	7 896,55	7 896,55
Свердловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	43 207,46	43 185,67	43 522,00	45 140,00	46 016,00	46 806,00	47 212,00	47 412,00	47 670,00
	Максимум потребления мощности	МВт	6 343,00	6 643,00	6 563,00	6 646,00	6 760,00	6 850,00	6 884,00	6 943,00	6 984,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	10 591,50	10 605,25	10 683,05	10 703,05	10 718,05	10 733,05	10 733,05	10 733,05	10 733,05
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	92 849,88	92 166,26	91 042,00	96 911,00	98 794,00	100 564,00	102 250,00	102 779,00	103 210,00
	Максимум потребления мощности	МВт	12 507,00	12 830,00	12 758,00	13 359,00	13 516,00	13 703,00	13 887,00	13 909,00	13 946,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	17 540,19	17 540,19	17 548,95	17 563,95	17 583,95	17 603,95	17 615,95	17 615,95	17 615,95
Тюменская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 215,03	15 981,31	16 460,00	16 421,00	16 818,00	17 600,00	17 911,00	18 079,00	18 313,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 439,00	2 769,00	2 576,00	2 566,00	2 654,00	2 751,00	2 756,00	2 776,00	2 801,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	66 814,00	66 225,08	64 293,00	69 204,00	69 830,00	70 294,00	71 133,00	71 315,00	71 401,00
	Максимум потребления мощности	МВт	8 652,00	8 635,00	8 708,00	9 361,00	9 322,00	9 381,00	9 508,00	9 492,00	9 494,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	14 204,47	14 204,47	14 213,23	14 228,23	14 248,23	14 268,23	14 280,23	14 280,23	14 280,23
Ямало-Ненецкий автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 820,85	9 959,87	10 289,00	11 286,00	12 146,00	12 670,00	13 206,00	13 385,00	13 496,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 416,00	1 426,00	1 542,00	1 688,00	1 806,00	1 847,00	1 898,00	1 917,00	1 928,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67
Удмуртская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 763,52	9 632,92	9 873,00	9 833,00	10 016,00	10 109,00	10 211,00	10 248,00	10 315,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 539,00	1 604,00	1 571,00	1 591,00	1 618,00	1 629,00	1 639,00	1 645,00	1 650,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	576,57	576,57	696,89	696,89	711,89	711,89	711,89	711,89	711,89
Челябинская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	36 680,06	38 325,43	39 001,00	39 976,00	41 170,00	41 364,00	41 712,00	41 789,00	41 865,00
	Максимум потребления мощности	МВт	5 187,00	5 675,00	5 317,00	5 810,00	5 918,00	5 952,00	5 947,00	5 958,00	5 969,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 627,42	5 808,53	5 842,93	5 842,93	5 869,83	5 231,83	5 148,83	5 148,83	5 148,83
Республики Алтай и Алтайского края	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10 904,03	11 138,38	11 600,00	11 619,00	11 666,00	11 768,00	11 892,00	11 938,00	12 015,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 947,00	1 938,00	1 977,00	2 008,00	2 024,00	2 041,00	2 060,00	2 075,00	2 091,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 696,31	1 696,31	1 696,31	1 696,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31
Алтайский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10 277,13	10 463,82	10 880,00	10 903,00	10 931,00	11 022,00	11 133,00	11 169,00	11 234,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 831,00	1 806,00	1 842,00	1 862,00	1 872,00	1 884,00	1 897,00	1 908,00	1 920,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 576,31	1 576,31	1 576,31	1 576,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31
Республика Алтай	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	626,90	674,56	720,00	716,00	735,00	746,00	759,00	769,00	781,00
	Максимум потребления мощности	МВт	118,00	136,00	139,00	149,00	155,00	161,00	167,00	171,00	175,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Республика Бурятия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 883,43	6 135,75	6 709,00	7 250,00	8 219,00	9 005,00	9 084,00	9 188,00	9 950,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 002,00	1 143,00	1 266,00	1 259,00	1 386,00	1 511,00	1 517,00	1 753,00	1 758,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 523,77	1 543,77	1 645,77	1 645,77	1 645,77	1 645,77	1 710,77	1 800,77	1 800,77
Забайкальский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 580,80	8 832,06	9 534,00	9 804,00	11 049,00	12 049,00	12 309,00	12 374,00	12 634,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 356,00	1 465,00	1 490,00	1 583,00	1 762,00	1 903,00	1 930,00	1 989,00	1 994,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 693,80	1 693,80	1 753,80	2 090,56	2 361,56	2 532,18	2 752,48	3 212,48	3 212,48
Иркутская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	64 352,38	66 778,23	72 932,00	76 489,00	78 366,00	80 638,00	82 349,00	83 871,00	85 349,00
	Максимум потребления мощности	МВт	9 111,00	10 168,00	10 922,00	11 308,00	11 665,00	12 018,00	12 217,00	12 362,00	12 399,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 090,50	13 120,20	13 323,90	13 323,90	13 323,90	13 329,40	13 789,40	14 019,40	14 019,40
Кемеровская область – Кузбасс	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31 172,40	31 232,88	31 243,00	31 638,00	32 712,00	33 498,00	34 260,00	34 397,00	34 581,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 384,00	4 519,00	4 453,00	4 466,00	4 591,00	4 728,00	4 818,00	4 845,00	4 868,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 465,84	5 465,84	5 465,84	5 465,84	5 465,84	5 480,84	5 480,84	5 480,84	5 480,84
Красноярский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	49 291,30	50 778,60	54 383,00	55 407,00	57 464,00	59 135,00	60 032,00	60 079,00	60 196,00
	Максимум потребления мощности	МВт	6 647,00	7 338,00	7 573,00	7 925,00	8 112,00	8 263,00	8 316,00	8 344,00	8 371,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	15 947,96	16 039,56	16 124,56	16 286,56	16 359,56	16 359,56	16 359,56	16 359,56	16 359,56

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Новосибирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	17 325,92	17 422,87	18 252,00	18 339,00	19 185,00	19 917,00	20 191,00	20 337,00	20 522,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 013,00	3 157,00	3 167,00	3 287,00	3 367,00	3 441,00	3 454,00	3 467,00	3 480,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 027,57	3 027,57	3 027,57	3 027,57	3 047,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57
Омская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 108,18	11 312,62	11 835,00	11 810,00	11 913,00	11 976,00	12 088,00	12 130,00	12 179,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 801,00	1 939,00	1 851,00	1 936,00	1 947,00	1 957,00	1 970,00	1 982,00	1 990,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 661,20	1 661,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20
Томская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 270,65	8 269,69	8 408,00	8 421,00	8 510,00	8 630,00	8 870,00	8 872,00	8 897,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 266,00	1 311,00	1 315,00	1 341,00	1 349,00	1 360,00	1 388,00	1 392,00	1 396,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	943,40	944,45	949,45	959,45	959,45	959,45	1 259,45	1 259,45	1 259,45
Республика Тыва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	836,94	912,74	986,00	1 076,00	1 248,00	1 479,00	1 936,00	2 264,00	2 325,00
	Максимум потребления мощности	МВт	159,00	177,00	178,00	222,00	241,00	310,00	311,00	313,00	314,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Республика Хакасия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 933,54	17 101,75	17 649,00	17 653,00	17 870,00	18 091,00	18 212,00	18 182,00	18 226,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 219,00	2 267,00	2 302,00	2 299,00	2 334,00	2 370,00	2 379,00	2 379,00	2 383,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 162,16	7 167,12	7 167,12	7 167,12	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02
2-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	44 460,38	45 949,54	48 597,00	51 006,00	55 667,00	59 984,00	63 425,00	63 963,00	64 086,00
	Максимум потребления мощности	МВт	7 246,00	7 883,00	8 206,00	8 627,00	8 925,00	9 513,00	9 931,00	9 950,00	9 967,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	11 241,89	11 211,89	11 311,89	11 406,40	11 694,40	12 475,81	13 490,81	13 490,81	13 490,81
Амурская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10 068,79	10 563,57	11 397,00	12 176,00	13 787,00	15 231,00	15 912,00	15 900,00	15 913,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 618,00	1 755,00	1 840,00	1 932,00	2 082,00	2 299,00	2 402,00	2 402,00	2 404,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 757,00	4 757,00	4 757,00
Приморский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14 528,95	14 747,47	15 358,00	15 889,00	17 320,00	18 545,00	19 390,00	19 554,00	19 642,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 603,00	2 743,00	2 896,00	3 067,00	3 166,00	3 254,00	3 352,00	3 370,00	3 384,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 759,00	2 759,00	2 799,00	2 850,95	2 850,95	3 170,95	3 185,95	3 185,95	3 185,95
Хабаровского края и Еврейской автономной области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 357,46	11 642,36	12 055,00	13 027,00	14 301,00	15 683,00	16 910,00	16 877,00	16 890,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 980,00	2 086,00	2 200,00	2 329,00	2 369,00	2 566,00	2 740,00	2 741,00	2 743,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 144,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 026,00	2 026,00	2 026,00	2 026,00
Хабаровский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 453,05	9 679,90	10 075,00	10 998,00	12 254,00	13 441,00	14 474,00	14 446,00	14 459,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 681,00	1 756,00	1 870,00	1 978,00	2 014,00	2 191,00	2 344,00	2 345,00	2 347,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 144,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 026,00	2 026,00	2 026,00	2 026,00
Еврейская автономная область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 904,41	1 962,46	1 980,00	2 029,00	2 047,00	2 242,00	2 436,00	2 431,00	2 431,00
	Максимум потребления мощности	МВт	322,00	356,00	330,00	351,00	355,00	375,00	396,00	396,00	396,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Республика Саха (Якутия)	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 505,18	8 996,14	9 787,00	9 914,00	10 259,00	10 525,00	11 213,00	11 632,00	11 641,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 423,00	1 525,00	1 560,00	1 603,00	1 621,00	1 731,00	1 791,00	1 791,00	1 790,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 031,38	2 007,38	2 067,38	2 109,94	2 397,94	2 971,86	3 521,86	3 521,86	3 521,86
ТНТЭС	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15 496,08	15 879,33	16 366,00	16 721,00	17 538,00	17 960,00	18 269,00	18 393,00	18 531,00
	Максимум потребления мощности ³⁾	МВт	2 325,00	2 443,00	2 513,00	2 673,00	2 717,00	2 742,00	2 764,00	2 778,00	2 791,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 179,14	5 370,21	5 447,21	5 365,63	5 365,63	5 365,63	5 365,63	5 365,63	5 365,63
Чаун-Билибинский энергорайон Чукотского автономного округа ⁴⁾	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	376,89	433,18	420,00	465,00	502,00	544,00	585,00	615,00	615,00
	Максимум потребления мощности	МВт	67,50	68,50	74,00	95,00	102,00	103,00	105,00	106,00	106,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	136,00	136,00	161,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
Анадырский энергорайон Чукотского автономного округа ⁵⁾	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	128,06	133,28	135,00	133,00	133,00	133,00	134,00	133,00	133,00
	Максимум потребления мощности	МВт	25,20	25,30	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	68,25	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68
Сахалинская область ⁶⁾	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 625,83	2 762,37	2 956,00	2 998,00	3 306,00	3 462,00	3 538,00	3 541,00	3 552,00
	Максимум потребления мощности	МВт	440,00	488,00	511,00	569,00	588,00	599,00	601,00	602,00	603,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	623,24	634,74	684,74	639,16	639,16	639,16	639,16	639,16	639,16
Магаданская область ⁷⁾	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 900,74	3 000,77	3 158,00	3 291,00	3 528,00	3 617,00	3 630,00	3 628,00	3 633,00
	Максимум потребления мощности	МВт	433,00	460,00	484,00	536,00	541,00	543,00	544,00	545,00	546,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 647,50	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Ганзский, Долганско-Тенецкий муниципальный район, Туруханский район и городской округ г. Норильск Красноярского края ⁸⁾	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 871,71	7 896,01	7 958,00	8 088,00	8 246,00	8 369,00	8 536,00	8 629,00	8 745,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 091,00	1 117,00	1 118,00	1 137,00	1 149,00	1 159,00	1 175,00	1 185,00	1 195,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 221,00	2 255,64	2 255,64	2 255,64	2 255,64	2 255,64	2 255,64	2 255,64	2 255,64
Камчатский край ⁹⁾	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 592,85	1 653,72	1 739,00	1 746,00	1 823,00	1 835,00	1 846,00	1 847,00	1 853,00
	Максимум потребления мощности	МВт	268,00	284,00	300,00	310,00	311,00	312,00	313,00	314,00	315,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	483,15	483,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15

Примечания

1 ¹⁾ Фактический и прогнозный максимумы потребления мощности приведены для летнего периода.

2 ²⁾ Фактический и прогнозный максимумы потребления мощности приведены для зимнего периода.

3 ³⁾ По технологически изолированным территориальным энергосистемам (ТИТЭС) приведена сумма собственных максимумов потребления мощности.

4 ⁴⁾ В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС) к Чаун-Билибинскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территориях Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, плавучей атомной тепловых электростанций «Академик Ломоносов» и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

5 ⁵⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к Анадырскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

6 ⁶⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Сахалинской области относится совокупность расположенных на территориях г. Южно-Сахалинска, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

7 ⁷⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Магаданской области относится совокупность расположенных на территориях г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая, и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.

8 ⁸⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края относится совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

9 ⁹⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Камчатского края относится совокупность расположенных на территории Елизовского и Усть-Большерецкого районов Камчатского края Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Мутновской ГеоЭС-1, Толмачевской ГЭС-1, Толмачевской ГЭС-2, Толмачевской ГЭС-3 и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России и технологически изолированных
территориальных электроэнергетических системах
на период 2025–2030 годов

(МВт)																		
Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Архангельская область	ПАО «ТЭК-2»	Северодвинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-90/10	Уголь			30,0					30,0			
			Ввод мощности	ТЭС	7	ПТ-30/40-8.8/1.3	Газ			30,0					30,0			
			Вывод из эксплуатации							30,0					30,0			
Итого по Архангельской области	–	–		АЭС	–	–	–											
				ТЭС														
				ТЭС														
				ВЭС												30,0		
				СЭС														
			Ввод мощности	Всего												30,0		30,0
				АЭС	–	–	–											
				ГЭС														
				ТЭС														
				ВЭС													30,0	
				СЭС														
			До модернизации	Всего														
				АЭС	–	–	–											
				ГЭС														
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
			После модернизации	Всего														
				АЭС	–	–	–											
				ГЭС														
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
			Изменение мощности	Всего														
				АЭС	–	–	–											
				ГЭС														
				ТЭС														
				ВЭС														
				СЭС														
Калининградская область	АО «Калининградская генерирующая компания»	Гусевская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	–	ГПА	Газ		6,0						6,0			

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Калининградской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		6,0						6,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					6,0						6,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Коми	ПАО «Т Плюс»	Игитинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-6-35/10/1,2	Уголь, мазут	6,0							
Итого по Республике Коми	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	6,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				6,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
г. Санкт-Петербург	ПАО «ТГК-1»	ЭС-2 Центральная ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	Т-23-90	Газ	23,0							
		Антоновская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-22-90	Газ	22,0							

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по г. Санкт-Петербургу	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	45,0							
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–								
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–								
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
Изменение мощности	Всего	–	–	–											
АЭС															
ГЭС															
ТЭС															
ВЭС															
СЭС															
Ленинградская область	АО «Концери Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	3	РЕМК-1000 (К-500-65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо							1000,0	1000,0
			Вывод из эксплуатации	АЭС	4	РЕМК-1000 (К-500-65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо							1000,0	1000,0
	ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	Ввод мощности	АЭС	7	ВВЭР-1200	Ядерное топливо							1150,0	1150,0
			До модернизации	ТЭС	4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут			60,0				60,0	
После модернизации			ТЭС					65,0				65,0			
Изменение мощности	ТЭС						5,0					5,0			
Итого по Ленинградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–							2000,0	2000,0
			АЭС										2000,0	2000,0	
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–							1150,0	1150,0
			АЭС										1150,0	1150,0	
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			60,0					60,0
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС						60,0					60,0	
			ВЭС												
			СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			65,0					65,0
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС						65,0					65,0	
			ВЭС												
			СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			5,0					5,0
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС						5,0					5,0	
ВЭС															
СЭС															
Мурманская область	ПАО «ТЭК-1»	ГЭС «Арктика»	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина вертикальная поворотно-затопная (код ГТН GVIE1714)	–			16,5					16,5

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Мурманской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			16,5					16,5
				АЭС											
				ГЭС						16,5					16,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Новгородская область	ПАО «ТЭК-2»	Новгородская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-9/0/1,28	Газ			53,0					53,0
			После модернизации	ТЭС						50,0					50,0
			Изменение мощности	ТЭС						-3,0					-3,0
			До модернизации	ТЭС	4	ГТЭ-160	Газ			168,0					168,0
			После модернизации	ТЭС						160,0					160,0
			Изменение мощности	ТЭС						-8,0					-8,0
Итого по Новгородской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			221,0					221,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						221,0					221,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			210,0					210,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						210,0					210,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			-11,0					-11,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						-11,0					-11,0
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Карелия	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	МГЭС «Сегозерская ГЭС»	Ввод мощности	ГЭС	1–3	ПР15-ГК-280 (код ГТН GVIE1329)	–	8,1							

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Республике Карелия	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	8,1							
				АЭС											
				ГЭС				8,1							
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Северо-Запада	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	51,0		30,0				2000,0	2030,0
				АЭС										2000,0	2000,0
				ГЭС											
				ТЭС				51,0		30,0					30,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	8,1	6,0	46,5				1150,0	1202,5
				АЭС										1150,0	1150,0
				ГЭС				8,1		16,5					16,5
				ТЭС					6,0	30,0					36,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			281,0					281,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						281,0					281,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			275,0					275,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						275,0					275,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			-6,0					-6,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						-6,0					-6,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Воронежская область	АО «Кадр»	Воронежская ТЭЦ-1	Выход из эксплуатации	ТЭС	7	P-14-90/10-17M	Газ			14,0					14,0
			До модернизации	ТЭС	8	P-14-90/10-17M	Газ			14,0					14,0
			После модернизации	ТЭС						30,0					30,0
			Изменение мощности	ТЭС						16,0					16,0
			Вывод из эксплуатации	Всего						14,0					14,0
Итого по Воронежской области	-	-		АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС						14,0					14,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			14,0					14,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						14,0					14,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			30,0					30,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						30,0					30,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			16,0					16,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						16,0					16,0
				ВЭС											
				СЭС											
Ивановская область	ПАО «Т Плюс»	Ивановская ТЭЦ-2	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10M	Газ, мазут		25,0						25,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10M	Газ, мазут		25,0						25,0
Итого по Ивановской области	-	-	Выход из эксплуатации	Всего	-	-	-		50,0						50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					50,0						50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Костромская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240-1	Газ				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240-1	Газ		300,0						300,0
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0
			Изменение мощности	ТЭС					30,0						30,0
			До модернизации	ТЭС	5	К-300-240-1	Газ			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0
			До модернизации	ТЭС	6	К-300-240-1	Газ			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0
	ПАО «ТТК-2»	Костромская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-100/120-130-3	Газ, мазут				110,0				110,0
			После модернизации	ТЭС							120,0				120,0
			Изменение мощности	ТЭС							10,0				10,0
			Вывод из эксплуатации	Всего											
Итого по Костромской области	–	–	АЭС		–	–	–								
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–	300,0	600,0	410,0					1310,0
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС					300,0	600,0	410,0					1310,0
			ВЭС												
			СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	330,0	660,0	450,0					1440,0
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС					330,0	660,0	450,0					1440,0
			ВЭС												
			СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	30,0	60,0	40,0					130,0
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС					30,0	60,0	40,0					130,0
			ВЭС												
			СЭС												
Курская область	АО «Концери Роснефтегазом»	Курская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	1	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо		1200,0						1200,0
			Ввод мощности	АЭС	2	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо				1200,0				1200,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Курской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		1200,0		1200,0				2400,0
				АЭС					1200,0		1200,0				2400,0
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Липецкая область	ПАО «ЛИМК»	УТЭЦ-2 ПАО «ЛИМК»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0
Итого по Липецкой области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		300,0						300,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					300,0						300,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Московская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Каширская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-450	Газ					448,2			448,2
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-450	Газ					448,2			448,2
	АО «Загорская ГАЭС-2»	Загорская ГАЭС-2	Ввод мощности	ГАЭС	1-4	Гидрогенератор-двигатель СВВД 1030/245-40-УХЛ4 с системой возбуждения, мониторинга и контроля Насос - турбина PONT 115/812-B-630	–					840,0			840,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	10	T-240(250)/290-240-2	Газ, уголь, мазут		240,0						240,0
			После модернизации	ТЭС					250,0						250,0
			Изменение мощности	ТЭС					10,0						10,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-17 (Ступинская)	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут		20,0						20,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-8,8	Газ, мазут		32,0						32,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	6	ПР-25-90/10М	Газ, мазут		25,0						25,0
	ООО «АГК-1»	ТЭС Хмелёво	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КИ-77-6,8 (код ГТП GVE0643)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0
		ТЭС Аксеново	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КИ-77-6,8 (код ГТП GVE0644)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0
		ТЭС Заводская	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КИ-77-6,8 (код ГТП GVE0645)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0
		ТЭС Савстегино	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КИ-77-6,8 (код ГТП GVE0646)	Твердые бытовые отходы	70,0							
Итого по Московской области	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–		77,0						77,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					77,0						77,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего				70,0	210,0			1736,4			1946,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС								840,0			840,0
				ТЭС				70,0	210,0			896,4			1106,4
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		240,0						240,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					240,0						240,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего					250,0						250,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					250,0						250,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,0						10,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					10,0						10,0
				ВЭС											
				СЭС											
г. Москва	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	6	T-100-130	Газ, мазут				100,0				100,0
			После модернизации	ТЭС							110,0				110,0
			Изменение мощности	ТЭС							10,0				10,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	T-100-130	Газ, мазут				100,0				100,0
			После модернизации	ТЭС							110,0				110,0
			Изменение мощности	ТЭС							10,0				10,0
			До модернизации	ТЭС	7	T-250/300-240	Газ, мазут				250,0				250,0
			После модернизации	ТЭС							259,0				259,0
			Изменение мощности	ТЭС							9,0				9,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	T-250/300-240	Газ, мазут				250,0				250,0
			После модернизации	ТЭС							259,0				259,0
			Изменение мощности	ТЭС							9,0				9,0
			До модернизации	ТЭС	4	T-250/300-240	Газ			250,0					250,0
			После модернизации	ТЭС						257,0					257,0
			Изменение мощности	ТЭС						7,0					7,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по г. Москве	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			250,0	700,0				950,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						250,0	700,0				950,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			257,0	738,0				995,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						257,0	738,0				995,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			7,0	38,0				45,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						7,0	38,0				45,0
				ВЭС											
				СЭС											
Смоленская область	АО «Квадра»	Смоленская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	T-100/120-130-2	Газ, мазут		105,0						105,0
			После модернизации	ТЭС					126,0						126,0
			Изменение мощности	ТЭС					21,0						21,0
			До модернизации	ТЭС	3	T-100/120-130-4	Газ, мазут	110,0							
			После модернизации	ТЭС				130,0							
			Изменение мощности	ТЭС				20,0							
	ООО «Смоленскрегионтеплоэнерго Генерация»	Дорогобужская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	P-18-90/2,5	Газ, уголь, мазут	18,0							
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-60-90/13	Газ, уголь, мазут	60,0							
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ГТА-6PM	Газ	6,0							
Итого по Смоленской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	84,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				84,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	110,0	105,0						105,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				110,0	105,0						105,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	130,0	126,0						126,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				130,0	126,0						126,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	20,0	21,0						21,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				20,0	21,0						21,0
				ВЭС											
				СЭС											

(MB_T)

[illegible]

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Самарской области	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	233,2	144,9				335,0		479,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					124,9						124,9
				ВЭС				233,2	20,0				335,0		355,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–				35,0				35,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							35,0				35,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–				40,0				40,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							40,0				40,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				5,0				5,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							5,0				5,0
				ВЭС											
				СЭС											
Саратовская область	ПАО «Т Плюс»	Балаковская ТЭЦ-4	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут					50,0			50,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-50-130/7	Газ, мазут					50,0			50,0
	ПАО «Т Плюс»	Саратовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	11, 12	ПГУ-115	Газ					115,0			115,0
	ООО «Десятый Ветропарк ФРБ»	Красноармейская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–8	V126-4,55 (код ГТП GVIE1024)	–		37,8						37,8
			Ввод мощности	ВЭС	9–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1022)	–		37,8						37,8
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1021)	–		37,8						37,8
			Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1023)	–		37,8						37,8
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1047)	–		38,7						38,7
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3222	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3222)	–			17,0					17,0
	ООО «Юнгария Пауэр»	ГТП GVIE2882	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2882)	–		72,0						72,0
	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	До модернизации	ГЭС	11	ПЛ20/661-B-1030	–			60,0					60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0
			До модернизации	ГЭС	12	ПЛ20/661-B-1030	–			60,0					60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0
			До модернизации	ГЭС	15	ПЛ20/661-B-1030	–		60,0						60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00			66,0						66,0
			Изменение мощности	ГЭС					6,0						6,0
			До модернизации	ГЭС	16	ПЛ20/661-B-1030	–			60,0					60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0
			До модернизации	ГЭС	18	ПЛ20/661-B-1030	–			60,0					60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0
			До модернизации	ГЭС	19	ПЛ15/661-B-1030	–			60,0					60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0
			До модернизации	ГЭС	20	ПЛ15/661-B-1030	–			60,0					60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Саратовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–					100,0			100,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС								100,0			100,0
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		261,9	17,0		115,0			393,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС								115,0			115,0
				СЭС					189,9	17,0					206,9
									72,0						72,0
			До модернизации	Всего	–	–	–		60,0	360,0					420,0
				АЭС											
				ГЭС					60,0	360,0					420,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		66,0	396,0					462,0
				АЭС											
				ГЭС					66,0	396,0					462,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		6,0	36,0					42,0
				АЭС											
				ГЭС					6,0	36,0					42,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Нижегородская область	ПАО «РусГидро»	Нижегородская ГЭС	До модернизации	ГЭС	4	Поворотто-лопастная осьная К(ПЛ) 510-ВБ-900	–		65,0						65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900			72,5						72,5
			Изменение мощности	ГЭС					7,5						7,5
			До модернизации	ГЭС	5	Поворотто-лопастная осьная К(ПЛ) 510-ВБ-900	–						65,0		65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900							72,5		72,5
			Изменение мощности	ГЭС									7,5		7,5
			До модернизации	ГЭС	7	Поворотто-лопастная осьная К(ПЛ) 510-ВБ-900	–				65,0				65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900					72,5				72,5
			Изменение мощности	ГЭС							7,5				7,5
Итого по Нижегородской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		65,0		65,0		65,0		195,0
				АЭС											
				ГЭС					65,0		65,0		65,0		195,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		72,5		72,5		72,5		217,5
				АЭС											
				ГЭС					72,5		72,5		72,5		217,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		7,5		7,5		7,5		22,5
				АЭС											
				ГЭС					7,5		7,5		7,5		22,5
				ТЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Республика Татарстан	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Нижнекамская ТЭЦ (ИТК-2)		ВЭС	1	ИТ-135/165-130/15	Газ, мазут								
			Выход из эксплуатации	ТЭС							135,0				135,0
			Ввод мощности	ТЭС							155,0				155,0
			До модернизации	ТЭС						100,0					100,0
	АО «ТЭК-16»	Нижнекамская ТЭЦ (ИТК-1)	После модернизации	ТЭС	3	Р-100-130/15	Газ, мазут			102,0					102,0
			Изменение мощности	ТЭС						2,0					2,0
			Ввод мощности	ТЭС					55,0						55,0
						ИТУ КП-55-6,8 (Код ГТИ GVIE0653)	Твердые бытовые отходы								
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТИ GVIE3230	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3230)	–					45,0			45,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3231)	–					55,0			55,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3232)	–					69,0			69,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3233)	–					45,0			45,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3234)	–					45,0			45,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3235)	–					45,0			45,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТИ GVIE3236)	–					45,0			45,0
Итого по Республике Татарстан	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–				135,0				135,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							135,0				135,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	55,0		155,0	349,0				559,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				55,0		155,0					210,0
				ВЭС							349,0				349,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			100,0					100,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						100,0					100,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			102,0					102,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						102,0					102,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			2,0					2,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						2,0					2,0
				ВЭС											
				СЭС											
Чувашская Республика – Чувашия	ПАО «Т Плюс»	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	ИТ-50/60-130/13	Газ, мазут			50,0					50,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Чувашской Республике – Чувашии	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			50,0					50,0
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–								
				ГЭС											
			ТЭС	ТЭС	–	–	–			50,0					50,0
				ТЭС											
			ВЭС	ВЭС	–	–	–								
				ВЭС											
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–								
				ГЭС											
			ТЭС	ТЭС	–	–	–								
				ТЭС											
			ВЭС	ВЭС	–	–	–								
				ВЭС											
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
			После модернизации	ГЭС	–	–	–								
				ГЭС											
ОЭС Средней Волги	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			50,0	135,0	100,0			285,0
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–								
				ГЭС											
			ТЭС	ТЭС	–	–	–			50,0	135,0	100,0			285,0
				ТЭС											
			ВЭС	ВЭС	–	–	–								
				ВЭС											
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	233,2	461,8	17,0	155,0	464,0	335,0		1432,8
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–								
				ГЭС											
			ТЭС	ТЭС	–	–	–		179,9		155,0	115,0			449,9
				ТЭС											
			ВЭС	ВЭС	–	–	–	233,2	209,9	17,0		349,0	335,0		910,9
				ВЭС					72,0						72,0
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		125,0	460,0	100,0		65,0		750,0
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–		125,0	360,0	65,0		65,0		615,0
				ГЭС						100,0	35,0				135,0
			ВЭС	ВЭС	–	–	–								
				ВЭС											
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		138,5	498,0	112,5		72,5		821,5
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–		138,5	396,0	72,5		72,5		679,5
				ГЭС						102,0	40,0				142,0
			ВЭС	ВЭС	–	–	–								
				ВЭС											
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		13,5	38,0	12,5		7,5		71,5
				АЭС											
			ГЭС	ГЭС	–	–	–		13,5	36,0	7,5		7,5		64,5
				ГЭС						2,0	5,0				7,0
			ВЭС	ВЭС	–	–	–								
				ВЭС											
			СЭС	СЭС	–	–	–								
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Астраханская область	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2700) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2696) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2702)	–					162,5			162,5
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)	–						50,0		50,0
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	ГТП GVIE2716	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)	–						25,0		25,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Богдинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1872)	–	68,6							
		ГТП GVIE2885	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)	–			50,0					50,0
		ГТП GVIE2886	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)	–			50,0					50,0
		ГТП GVIE2892	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)	–			50,0					50,0
		ГТП GVIE2912	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2912)	–				60,0				60,0
		ГТП GVIE2913	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2913)	–				60,0				60,0
Итого по Астраханской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	68,6		150,0	120,0	162,5	75,0		507,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	68,6		150,0	120,0	162,5	75,0		237,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Волгоградская область	ООО «Шестой Ветропарк ФРБ»	Ольховская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1025)	–		38,7						38,7
			Ввод мощности	ВЭС	41–48	V126-4,55 (код ГТП GVIE1039)	–		38,7						38,7
			Ввод мощности	ВЭС	49–56	V126-4,55 (код ГТП GVIE1015)	–		37,8						37,8
			Ввод мощности	ВЭС	57–64	V126-4,55 (код ГТП GVIE1016)	–		37,8						37,8
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1038)	–		38,7						38,7
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1035)	–		38,7						38,7
			Ввод мощности	ВЭС	5–12	V126-4,55 (код ГТП GVIE1042)	–		38,7						38,7
			Ввод мощности	ВЭС	1–4, 13–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1046)	–		38,7						38,7
	ООО «Восьмой Ветропарк ФРБ»	Новоалексеевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–4	V126-4,2 (код ГТП GVIE0651)	–	18,8							
	ПАО «Форвард Энерго»	ГТП GVIE3223	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3223)	–				17,6				17,6
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРБ»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2635) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2636) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2634) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2670) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2675) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2676) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2677)	–				256,3				256,3
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2704) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2705) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2709) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2710)	–						175,0		175,0
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРБ»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)	–				81,3				81,3
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2655) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2656) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2653) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2654)	–					175,0			175,0
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2706) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2703)	–						87,5		87,5
	ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	Волжская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-61-115/13	Газ, мазут				61,0				61,0
			После модернизации	ТЭС							65,0				65,0
			Изменение мощности	ТЭС							4,0				4,0
			До модернизации	ТЭС	2	ПТ-65-115/13	Газ, мазут				61,0				61,0
			После модернизации	ТЭС							65,0				65,0
			Изменение мощности	ТЭС							4,0				4,0
			До модернизации	ТЭС	5	T-48-115	Газ, мазут				48,0				48,0
			После модернизации	ТЭС							50,0				50,0
			Изменение мощности	ТЭС							2,0				2,0
	ПАО «РусГидро»	Волжская ГЭС	До модернизации	ГЭС	7	ПЛ 587-ВБ-930	–			115,0					115,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 30-877-В-930	–			125,5					125,5
			Изменение мощности	ГЭС			–			10,5					10,5

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Волгоградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	18,8	307,8		355,1	175,0	262,5		1100,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				18,8	307,8		355,1	175,0	262,5		1100,4
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			115,0	170,0				285,0
				АЭС											
				ГЭС						115,0					115,0
				ТЭС							170,0				170,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			125,5	180,0				305,5
				АЭС											
				ГЭС						125,5					125,5
				ТЭС							180,0				180,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			10,5	10,0				20,5
				АЭС											
				ГЭС						10,5					10,5
				ТЭС							10,0				10,0
				ВЭС											
				СЭС											
Краснодарский край	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Ударная ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ПГУ	Газ						250,0		250,0
	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	7	T-145/160-130	Газ, мазут		145,0						145,0
			После модернизации	ТЭС					150,0						150,0
			Изменение мощности	ТЭС					5,0						5,0
			До модернизации	ТЭС	8	T-145/160-130	Газ, мазут		145,0						145,0
			После модернизации	ТЭС					150,0						150,0
			Изменение мощности	ТЭС					5,0						5,0
	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-12-39/13	Газ		12,0						12,0
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТУ GST-800	Газ		47,0						47,0
			Ввод мощности	ТЭС	5	ГТУ GST-800	Газ		47,0						47,0
			Ввод мощности	ТЭС	6	ГТУ GST-800	Газ		47,0						47,0
Итого по Краснодарскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		153,0				250,0		403,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					153,0				250,0		403,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		290,0						290,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					290,0						290,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		300,0						300,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					300,0						300,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,0						10,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					10,0						10,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Республика Дагестан	ООО «Новая энергия»	Зодиак СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)	–		25,9						25,9
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)	–		25,9						25,9
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)	–		25,9						25,9
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Тарзан (код ГТП GVIE2590)	–		22,2						22,2
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	–		60,0						60,0
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. I Этан (Пилотная ВЭС-134)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	–		54,0						54,0
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. I Этан (Пилотная ВЭС-135)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	–		54,0						54,0
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. I Этан (Пилотная ВЭС-136)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	–		47,1						47,1
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. II Этан (Пилотная ВЭС-152)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	–			54,0					54,0
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. II Этан (Пилотная ВЭС-153)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	–			54,0					54,0
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС. II Этан (Пилотная ВЭС-154)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	–			46,5					46,5
	ПАО «РусГидро»	Могокская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1, 2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2757)	–						49,8		49,8
	ПАО «РусГидро»	Чирюртская ГЭС-1	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-642-ВБ-370	–						36,0		36,0
			После модернизации	ГЭС									40,0		40,0
			Изменение мощности	ГЭС									4,0		4,0
			До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-642-ВБ-370	–				36,0				36,0
			После модернизации	ГЭС							40,0				40,0
			Изменение мощности	ГЭС							4,0				4,0
	ПАО «РусГидро»	Чиркейская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-230-989-В-450	–						250,0		250,0
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450							275,0		275,0
			Изменение мощности	ГЭС								25,0			25,0
			До модернизации	ГЭС	2	РО-230-989-В-450	–			250,0					250,0
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450				275,0					275,0
			Изменение мощности	ГЭС						25,0					25,0
			До модернизации	ГЭС	3	РО-230-989-В-450	–		250,0						250,0
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450			275,0						275,0
			Изменение мощности	ГЭС					25,0						25,0
			До модернизации	ГЭС	4	РО-230-989-В-450	–				250,0				250,0
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450					275,0				275,0
			Изменение мощности	ГЭС							25,0				25,0
			Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
			АЭС												
			ГЭС												
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		315,0	154,5			49,8		519,3
			АЭС												
			ГЭС										49,8		49,8
			ТЭС												
			ВЭС						155,1	154,5					309,5
			СЭС						159,9						159,9
Итого по Республике Дагестан	–	–	До модернизации	Всего	–	–	–		250,0	250,0	250,0	36,0	286,0		1072,0
			АЭС												
			ГЭС						250,0	250,0	250,0	36,0	286,0		1072,0
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		275,0	275,0	275,0	40,0	315,0		1180,0
			АЭС												
			ГЭС						275,0	275,0	275,0	40,0	315,0		1180,0
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		25,0	25,0	25,0	4,0	29,0		108,0
			АЭС												
			ГЭС						25,0	25,0	25,0	4,0	29,0		108,0
			ТЭС												
			ВЭС												
			СЭС												

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «РусГидро»	Верхнебаксанская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТН GVIE2758)	–					12,4			12,4
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТН GVIE2758)	–					12,4			12,4
	ПАО «РусГидро»	Черекская ГЭС (Псыгану)	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТН GVIE1691)	–		23,4						23,4
Итого по Кабардино-Балкарской Республике	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		23,4			24,7			48,1
				АЭС											
				ГЭС					23,4			24,7			48,1
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Калмыкия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Красинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1891)	–	63,0							
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Лаганская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	–		60,0						60,0
Итого по Республике Калмыкия	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	63,0	60,0						60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	63,0	60,0						60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Республика Крым	АО «КРЫМТЭЦ»	Камыш-Бурунская ТЭЦ	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут	12,0							
			Выход из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут	12,0							
	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Таврическая ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	3	ПГУ	Газ						250,0		250,0
	АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ТЭЦ	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	Т-6-35/16	Газ				6,0				6,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	2	АР-6-6	Газ				6,0			6,0	
Выход из эксплуатации			ТЭС	3	ДЖ-59/13	Газ				15,4			15,4		
Итого по Республике Крым	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–	24,0			27,4				27,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				24,0			27,4				27,4
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–						250,0		250,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС								250,0		250,0	
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Северная Осетия – Алания	ПАО «РусГидро»	Гульсодонская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	П-461-ГИ	–			7,6					7,6
			После модернизации	ГЭС						8,8					8,8
			Изменение мощности	ГЭС						1,2					1,2
			До модернизации	ГЭС	2	П-461-ГИ	–			7,6					7,6
			После модернизации	ГЭС						8,8					8,8
			Изменение мощности	ГЭС						1,2					1,2
			До модернизации	ГЭС	3	П-461-ГИ	–			7,6					7,6
			После модернизации	ГЭС						8,8					8,8
			Изменение мощности	ГЭС						1,2					1,2

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Республике Северная Осетия – Алания	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			22,8					22,8
				АЭС											
				ГЭС						22,8					22,8
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			26,4					26,4
				АЭС											
				ГЭС						26,4					26,4
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			3,6					3,6
				АЭС											
				ГЭС						3,6					3,6
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Выход из эксплуатации	ТЭС	3	К-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0			270,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	4	К-270(300)-240-2	Уголь, газ					270,0			270,0
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-324	Газ					324,0			324,0
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-170	Газ					165,0			165,0
	АО «ВетроСПК»	Вербная ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)	–	20,0							20,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)	–	40,0							40,0
Итого по Ростовской области	–	–	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)	–	40,0							40,0
			Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–					540,0			540,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								540,0			540,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	100,0				489,0			589,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								489,0			489,0
				ВЭС				100,0							100,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Ставропольский край	ПАО «ЭЛС-Энерго»	Невинномысская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90/11	Газ				25,0				25,0
	АО «ВетроОГК-3»	Симоновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТН GVIE1393)	–		20,0						20,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТН GVIE1395)	–		15,0						15,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТН GVIE1396)	–		22,5						22,5
	ПАО «ЭЛС-Энерго»	Сотниковская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТН GVIE1336)	–		71,3						71,3
	ПАО «РусГидро»	Сенгилевская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	Р045/3123-В-140	–			4,5					4,5
			После модернизации	ГЭС		Р0 45-В-135	–			5,9					5,9
			Изменение мощности	ГЭС			–			1,4					1,4
			До модернизации	ГЭС	3	Р045/3123-В-140	–			4,5					4,5
			После модернизации	ГЭС		Р0 45-В-135	–			5,9					5,9
			Изменение мощности	ГЭС			–			1,4					1,4
	ПАО «РусГидро»	Кубанская ГАЭС	До модернизации	ГАЭС	1	63НТВ-30	–			2,7					2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000	–			3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС			–			0,5					0,5
			До модернизации	ГАЭС	2	63НТВ-30	–			2,7					2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000	–			3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС			–			0,5					0,5
			До модернизации	ГАЭС	3	63НТВ-30	–			2,7					2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000	–			3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС			–			0,5					0,5
			До модернизации	ГАЭС	4	63НТВ-30	–			2,7					2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000	–			3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС			–			0,5					0,5
			До модернизации	ГАЭС	5	63НТВ-30	–			2,7					2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000	–			3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС			–			0,5					0,5
			До модернизации	ГАЭС	6	63НТВ-30	–			2,7					2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000	–			3,2					3,2
			Изменение мощности	ГАЭС			–			0,5					0,5
	Итого по Ставропольскому краю	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–				25,0				25,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							25,0				25,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		128,8						128,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС					128,8						128,8
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			24,9					24,9
				АЭС											
				ГЭС						9,0					9,0
				ГАЭС						15,9					15,9
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			30,8					30,8
				АЭС											
				ГЭС						11,9					11,9
				ГАЭС						18,9					18,9
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			5,9					5,9
				АЭС											
				ГЭС						2,9					2,9
				ГАЭС						3,0					3,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Чеченская Республика	ПАО «РусГидро»	Башенная МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1–2	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТН GVIE1772)	–		10,0						10,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Курчаловская СЭС (Предгорная СЭС)	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТН GVIE2511)	–		25,0						25,0
	ПАО «РусГидро»	Нихалойская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевная (код ГТН GVIE2759)	–					11,5			11,5
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевная (код ГТН GVIE2759)	–					11,5			11,5

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Чеченской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		35,0			23,0			58,0
				АЭС											
				ГЭС					10,0			23,0			33,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС					25,0						25,0
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Юга	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	24,0			52,4	540,0			592,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				24,0			52,4	540,0			592,4
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	150,4	1123,0	304,5	475,1	874,2	887,3		3664,0
				АЭС											
				ГЭС					33,4			47,7	49,8		130,9
				ТЭС					153,0			489,0	500,0		1142,0
				ВЭС				18,8	691,6	154,5	355,1	337,5	337,5		1876,1
				СЭС				131,6	244,9	150,0	120,0				514,9
			До модернизации	Всего	–	–	–		540,0	412,7	420,0	36,0	286,0		1694,7
				АЭС											
				ГЭС					250,0	396,8	250,0	36,0	286,0		1218,8
				ГАЭС						15,9					15,9
				ТЭС					290,0		170,0				460,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		575,0	457,7	455,0	40,0	315,0		1842,7
				АЭС											
				ГЭС					275,0	438,8	275,0	40,0	315,0		1343,8
				ГАЭС						18,9					18,9
				ТЭС					300,0		180,0				480,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		35,0	45,0	35,0	4,0	29,0		148,0
				АЭС											
				ГЭС					25,0	42,0	25,0	4,0	29,0		125,0
				ГАЭС						3,0					3,0
				ТЭС					10,0		10,0				20,0
				ВЭС											
				СЭС											
Оренбургская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Газ, мазут				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240	Газ, мазут			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Оренбургской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			300,0	300,0				600,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						300,0	300,0				600,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			330,0	330,0				660,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						330,0	330,0				660,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			30,0	30,0				60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						30,0	30,0				60,0
				ВЭС											
				СЭС											
Пермский край	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут					60,0			60,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	Т-50-130	Газ, мазут					50,0			50,0
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-105	Газ					105,0			105,0
	ПАО «РусГидро»	Воткинская ГЭС	До модернизации	ГЭС	6	ПЛ 661-ВБ-930	–			100,0					100,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930				115,0					115,0
			Изменение мощности	ГЭС						15,0					15,0
			До модернизации	ГЭС	9	ПЛ 661-ВБ-930	–				100,0				100,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930					115,0				115,0
			Изменение мощности	ГЭС							15,0				15,0
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Пермская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	К-820-240-5	Газ			820,0					820,0
			После модернизации	ТЭС						850,0					850,0
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0
Итого по Пермскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–					110,0			110,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								110,0			110,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–					105,0			105,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								105,0			105,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			920,0	100,0				1020,0
				АЭС											
				ГЭС						100,0	100,0				200,0
				ТЭС						820,0					820,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			965,0	115,0				1080,0
				АЭС											
				ГЭС						115,0	115,0				230,0
				ТЭС						850,0					850,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			45,0	15,0				60,0
				АЭС											
				ГЭС						15,0	15,0				30,0
				ТЭС						30,0					30,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Свердловская область	АО «Кузбассэнерго»	Рефтинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Уголь			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						315,0					315,0
			Изменение мощности	ТЭС						15,0					15,0
			До модернизации	ТЭС	4	К-300-240-2	Уголь				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							315,0				315,0
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0
	ПАО «ЭЛС-Энерго»	Среднеуральская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ		100,0						100,0
			После модернизации	ТЭС					120,0						120,0
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0
Итого по Свердловской области	-	-	Ввод мощности	ТЭС	-	ПТУ-20	Газ	19,9							
			Вывод из эксплуатации	Всего											
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего				19,9							
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС				19,9							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего					100,0	300,0	300,0				700,0
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС					100,0	300,0	300,0				700,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего					120,0	315,0	315,0				750,0
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС					120,0	315,0	315,0				750,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего					20,0	15,0	15,0				50,0
				АЭС											
				ГЭС	-	-	-								
				ТЭС					20,0	15,0	15,0				50,0
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Башкортостан	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	1	Р-50-12,8/0,8	Газ	50,0							
	ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-315-240-3М	Газ, мазут		315,2						315,2
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0
			Изменение мощности	ТЭС						14,8					14,8
			До модернизации	ТЭС	2	К-300-240-1	Газ, мазут				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
	ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	9	Т-100-130	Газ			100,0					100,0
			После модернизации	ТЭС						118,0					118,0
			Изменение мощности	ТЭС						18,0					18,0
	ООО «БГК»	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	3	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут				135,0				135,0
			После модернизации	ТЭС							139,9				139,9
			Изменение мощности	ТЭС							4,9				4,9
	ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	9	Р-45-130/13	Газ, мазут				45,0				45,0
			После модернизации	ТЭС							49,9				49,9
			Изменение мощности	ТЭС							4,9				4,9
	ООО «РемЭнергоМонтаж»	Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	Ввод мощности	ТЭС	-	HNG 32/32	Газ	18,4							

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Республике Башкортостан	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	68,4							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				68,4							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		315,2	100,0	480,0				895,2
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					315,2	100,0	480,0				895,2
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-		330,0	118,0	519,8				967,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					330,0	118,0	519,8				967,8
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-		14,8	18,0	39,8				72,6
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					14,8	18,0	39,8				72,6
				ВЭС											
				СЭС											
Удмуртская Республика	ПАО «Т Плюс»	Ижевская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	3	T-110/120-130-3	Газ, уголь, мазут			110,0					110,0
			После модернизации	ТЭС						125,0					125,0
			Изменение мощности	ТЭС						15,0					15,0
			Ввод мощности	ТЭС	4	Tn-124-12,8>NG	Газ, уголь, мазут	124,9							
Итого по Удмуртской Республике	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	124,9							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				124,9							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			110,0					110,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						110,0					110,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			125,0					125,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						125,0					125,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			15,0					15,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						15,0					15,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1	До модернизации	ТЭС	12	T-178/210-130	Газ					178,0			178,0
			После модернизации	ТЭС								190,0			190,0
			Изменение мощности	ТЭС								12,0			12,0
			До модернизации	ТЭС	13	K-210-130-3	Газ		215,0						215,0
			После модернизации	ТЭС					190,0						190,0
			Изменение мощности	ТЭС					-25,0						-25,0
	ПАО «Юнипро»	Сургутская ГРЭС-2	До модернизации	ТЭС	2	K-810-240-5	Газ			810,0					810,0
			После модернизации	ТЭС						830,0					830,0
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0
			До модернизации	ТЭС	3	K-810-240-5	Газ				810,0				810,0
			После модернизации	ТЭС							830,0				830,0
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0
			До модернизации	ТЭС	4	K-810-240-5	Газ		810,0						810,0
			После модернизации	ТЭС					830,0						830,0
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0
			До модернизации	ТЭС	6	K-810-240-5	Газ		810,0						810,0
			После модернизации	ТЭС					830,0						830,0
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0
Итого по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего											
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС	–	–	–								
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего											
				АЭС											
				ГЭС	–		–								
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего					1835,0	810,0	810,0	178,0			3633,0
				АЭС											
				ГЭС	–	–	–								
				ТЭС					1835,0	810,0	810,0	178,0			3633,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего					1850,0	830,0	830,0	190,0			3700,0
				АЭС											
				ГЭС	–	–	–								
				ТЭС					1850,0	830,0	830,0	190,0			3700,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего					15,0	20,0	20,0	12,0			67,0
				АЭС											
				ГЭС	–	–	–								
				ТЭС					15,0	20,0	20,0	12,0			67,0
				ВЭС											
				СЭС											
Челябинская область	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	12	P-26,9-3,5/0,08	Газ			26,9					26,9
	ООО «Каширская ГРЭС»	Южноуральская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-83/100-90/9	Уголь, газ					83,0			83,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	K-100-90	Уголь, газ				100,0				100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	T-82/100-90/2,5	Уголь, газ				82,0				82,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	T-82/100-90/2,5	Уголь, газ				82,0				82,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	K-200-130-1	Газ, мазут				200,0				200,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	10	K-200-130-1	Газ, мазут				200,0				200,0
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	1 (ПТ-1)	DKZE1-1N33	Газ				73,0				73,0
			После модернизации	ТЭС							89,0				89,0
			Изменение мощности	ТЭС							16,0				16,0
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	T-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0
			После модернизации	ТЭС							190,0				190,0
			Изменение мощности	ТЭС							10,0				10,0
	АО «Карабашмедь»	ГПЭС Карабаш-3	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2							
	АО «КМЭЗ»	ГПЭС Кыштым-2	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2							

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Челябинской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–				664,0	83,0			747,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							664,0	83,0			747,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	34,4		26,9					26,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				34,4		26,9					26,9
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–				253,0				253,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							253,0				253,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–				279,0				279,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							279,0				279,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				26,0				26,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							26,0				26,0
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Урала	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–				664,0	193,0			857,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							664,0	193,0			857,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	247,6		26,9		105,0			131,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				247,6		26,9		105,0			131,9
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		2250,2	2540,0	2243,0	178,0			7211,2
				АЭС											
				ГЭС						100,0	100,0				200,0
				ТЭС					2250,2	2440,0	2143,0	178,0			7011,2
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		2300,0	2683,0	2388,8	190,0			7561,8
				АЭС											
				ГЭС						115,0	115,0				230,0
				ТЭС					2300,0	2568,0	2273,8	190,0			7331,8
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	49,8		143,0	145,8	12,0			350,6
				АЭС											
				ГЭС						15,0	15,0				30,0
				ТЭС				49,8		128,0	130,8	12,0			320,6
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Алтайский край	АО «СГК-Алтай»	Барнаульская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	T-175/210-130	Газ, уголь, мазут			175,0					175,0
			После модернизации	ТЭС						185,0					185,0
			Изменение мощности	ТЭС						10,0					10,0
			Вывод из эксплуатации	Всего											
Итого по Алтайскому краю	–	–		АЭС	–	–	–								
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			175,0					175,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						175,0					175,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			185,0					185,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						185,0					185,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			10,0					10,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						10,0					10,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Забайкальский край	ООО «Юнигрин Пауэр»	Боринская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)	–	60,0							
		Абгайтуйская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	–		60,0						60,0
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)	–		60,0						60,0
		Оновская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	–		50,0						50,0
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)	–		50,0						50,0
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2877)	–		50,0						50,0
		ГТП GVIE2880	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2880)	–			50,0					50,0
		ГТП GVIE2889	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2889)	–				50,0				50,0
		ГТП GVIE2888	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2888)	–				50,0				50,0
		ГТП GVIE2900	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2900)	–					67,0			67,0
		ГТП GVIE2901	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2901)	–					67,0			67,0
	ООО «Солар Ритейл»	Луговая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)	–			8,7					8,7
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)	–			25,5					25,5
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)	–			51,0					51,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)	–			51,0					51,0
		Полевая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Нерца (код ГТП GVIE2818)	–		36,8						36,8
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Даурия (код ГТП GVIE2822)	–		30,0						30,0
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Кузнец (код ГТП GVIE2823)	–			25,0					25,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Кулинина (код ГТП GVIE2838)	–			20,0					20,0
		Майдари СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Турина (код ГТП GVIE2827)	–			40,0					40,0
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Майдари (код ГТП GVIE2817)	–				20,6				20,6
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Сарана (код ГТП GVIE2824)	–				50,0				50,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Падма (код ГТП GVIE2825)	–					30,0			30,0
			Ввод мощности	СЭС	5	ФЭСМ Норлан (код ГТП GVIE2819)	–					40,0			40,0
			Ввод мощности	СЭС	6	ФЭСМ Солонго (код ГТП GVIE2809)	–					16,3			16,3
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Харанорская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ПСУ	Уголь						230,0		230,0
			Ввод мощности	ТЭС	5	ПСУ	Уголь						230,0		230,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.			
Итого по Забайкальскому краю	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–											
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	460,0		1458,7			
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС									460,0		460,0				
			СЭС															
			До модернизации	Всего	–	–	–	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3			998,7			
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			После модернизации	Всего	–	–	–											
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
			Изменение мощности	Всего	–	–	–											
			АЭС															
			ГЭС															
			ТЭС															
			ВЭС															
			СЭС															
Иркутская область	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Западная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТА УРАЛ - 6000 №1	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА УРАЛ - 6000 №2	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	3	ГТА УРАЛ - 6000 №3	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТА УРАЛ - 6000 №4	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6PM №6	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	7	САТУРН ГТА-6PM №7	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	9	МОТОР СИЧ №9	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	10	МОТОР СИЧ №10	Газ	6,0										
			Ввод мощности	ТЭС	11	ЭГЭС-12С №11	Газ	12,0										
			Ввод мощности	ТЭС	12	ЭГЭС-12С №12	Газ	12,0										
			ООО «Иркутская нефтяная компания»	Центральная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ЭГЭС-12С - 12000 №1	Газ	12,0								
					Ввод мощности	ТЭС	2	ЭГЭС-12С - 12000 №2	Газ	12,0								
	Ввод мощности	ТЭС			3	ЭГЭС-12С - 12000 №3	Газ	12,0										
	Ввод мощности	ТЭС			4	ЭГЭС-12С - 12000 №4	Газ	12,0										
	Ввод мощности	ТЭС			5	ЭГЭС-12С - 12000 №5	Газ	12,0										
	Ввод мощности	ТЭС			6	ЭГЭС-12С - 12000 №6	Газ	12,0										
	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Иркутская ТЭЦ-11	Ввод мощности	ТЭС	10	ПСУ	Уголь					230,0			230,0			
			Ввод мощности	ТЭС	11	ПСУ	Уголь					230,0			230,0			
			Ввод мощности	ТЭС	12	ПСУ	Уголь						230,0		230,0			
	АО «Витимэнергосбыт»	Мамаканская ГЭС	До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-642-ВМ-300	–				21,5			230,0	21,5			
			После модернизации	ГЭС							27,0			27,0				
			Изменение мощности	ГЭС							5,5			5,5				
	АО «Группа «ИЛИМ»	ТЭС Филиала АО «Группа «ИЛИМ» г. Усть-Илимск	Ввод мощности	ТЭС	–	ТГ	Черный шезок	35,0										

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Иркутской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	179,0				460,0	230,0		690,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				179,0				460,0	230,0		690,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				21,5				21,5
				АЭС											
				ГЭС							21,5				21,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				27,0				27,0
				АЭС											
				ГЭС							27,0				27,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				5,5				5,5
				АЭС											
				ГЭС							5,5				5,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Кемеровская область – Кузбасс	АО «Кузбассэнерго»	Беловская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	К-215-130-1	Уголь				200,0				200,0
			После модернизации	ТЭС							215,0				215,0
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0
Итого по Кемеровской области – Кузбассу	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-				200,0				200,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							200,0				200,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-				215,0				215,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							215,0				215,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-				15,0				15,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							15,0				15,0
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Стационарный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ождается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.	
Красноярский край	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	Выход из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0								
			Выход из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0								
			Выход из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0								
			Выход из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0								
			Ввод мощности	ТЭС	15	ПТ-35-90	Уголь	35,0								
			Ввод мощности	ТЭС	16	ПТ-35-90	Уголь	35,0								
	АО «Енисейская ТЭК (ТЭК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3	Ввод мощности	ТЭС	2	T-185-130	Уголь	185,0								
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	11	P-57-130/15	Уголь			57,0						57,0
			После модернизации	ТЭС					100,0							100,0
			Изменение мощности	ТЭС					43,0							43,0
			До модернизации	ТЭС	12	P-57-130/15	Уголь			57,0						57,0
			После модернизации	ТЭС					87,0							87,0
			Изменение мощности	ТЭС					30,0							30,0
	ООО «Тагга Богучаны»	Электростанция ООО «Тагга Богучаны»	Ввод мощности	ТЭС	1	П-162-96/28/15/6	Черный шепок		162,0							162,0
Итого по Красноярскому краю	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–	100,0								
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС													
			ВЭС													
			СЭС													
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	255,0	162,0							162,0
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС													
			ВЭС													
			СЭС													
			До модернизации	Всего	–	–	–			114,0						114,0
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС													
			ВЭС													
			СЭС													
			После модернизации	Всего	–	–	–			187,0						187,0
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС													
			ВЭС													
			СЭС													
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			73,0						73,0
			АЭС													
			ГЭС													
			ТЭС													
			ВЭС													
			СЭС													
Новосибирская область	АО «СТК-Новосибирск»	Новосибирская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	11	T-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь				100,0				100,0	
			После модернизации	ТЭС								120,0			120,0	
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0	
			До модернизации	ТЭС	13	T-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь			100,0					100,0	
			После модернизации	ТЭС							120,0				120,0	
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0	

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Новосибирской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-			100,0	100,0				200,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						100,0	100,0				200,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			120,0	120,0				240,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						120,0	120,0				240,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			20,0	20,0				40,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						20,0	20,0				40,0
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Бурятия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Джидинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)	-	50,0							
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Новобитурская СЭС	Ввод мощности	СЭС	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)	-	52,0							
	ПАО «ТГК-14»	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Уголь					65,0			65,0
Итого по Республике Бурятия	-	-	Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Уголь						90,0		90,0
			Выход из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	102,0				65,0	90,0		155,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								65,0	90,0		155,0
				ВЭС											
				СЭС				102,0							
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Республика Хакасия	АО «Енисейская ТГК (ТТК-13)»	Абаканская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Уголь, мазут			60,0					60,0
			После модернизации	ТЭС						64,9					64,9
			Изменение мощности	ТЭС						4,9					4,9
			Выход из эксплуатации	Всего											
Итого по Республике Хакасия	-	-		АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего											
				АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего						60,0					60,0
				АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС						60,0					60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего						64,9					64,9
				АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС						64,9					64,9
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			4,9					4,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						4,9					4,9
				ВЭС											
				СЭС											
Томская область	АО «СХК»	Опытно-демонстрационный энергоблок г. Северска	Ввод мощности	АЭС	1	БРЕСТ-ОД-300	Ядерное топливо					300,0			300,0
	АО «РИР»	ТЭЦ СХК	Выход из эксплуатации	ТЭС	1	ВТ-25-4	Уголь, газ		25,0						25,0
			Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0						30,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	2	ВНТ-25-3	Уголь, газ		25,0						25,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0						30,0
			Выход из эксплуатации	Всего					50,0						50,0
Итого по Томской области	-	-		АЭС	-	-	-								
				ГЭС											
				ТЭС					50,0						50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего					60,0			300,0			360,0
				АЭС	-	-	-					300,0			300,0
				ГЭС											
				ТЭС					60,0						60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
ОЭС Сибири	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	100,0	50,0						50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				100,0	50,0						50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	596,0	558,8	271,0	170,6	1045,3	780,0		2825,7
				АЭС								300,0			300,0
				ГЭС											
				ТЭС				434,0	222,0			525,0	780,0		1527,0
				ВЭС											
				СЭС				162,0	336,8	271,0	170,6	220,3			998,7
			До модернизации	Всего	-	-	-			449,0	321,5				770,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						449,0	300,0				21,5
				ВЭС											749,0
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-			556,9	362,0				918,9
				АЭС											
				ГЭС							27,0				27,0
				ТЭС						556,9	335,0				891,9
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-			107,9	40,5				148,4
				АЭС											
				ГЭС							5,5				5,5
				ТЭС						107,9	35,0				142,9
				ВЭС											
				СЭС											
Итого по 1-й синхронной зоне ЕЭС России	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	259,0	177,0	94,0	851,4	833,0		2000,0	3955,4
				АЭС										2000,0	2000,0
				ГЭС											
				ТЭС				259,0	177,0	94,0	851,4	833,0			1955,4
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	1337,3	3859,5	665,9	2151,9	4224,9	2002,3	1150,0	14054,4
				АЭС					1200,0		1200,0	300,0		1150,0	3850,0
				ГЭС				8,1	33,4	16,5		47,7	49,8		147,4
				ГАЭС								840,0			840,0
				ТЭС				783,6	1070,9	56,9	155,0	2130,4	1280,0		4693,2
				ВЭС				252,0	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5		2938,2
				СЭС				293,6	653,7	421,0	290,6	220,3			1585,6
			До модернизации	Всего	-	-	-	110,0	3670,2	5061,7	4194,5	214,0	351,0		13491,4
				АЭС											
				ГЭС					375,0	911,8	436,5	36,0	351,0		2110,3
				ГАЭС						15,9					15,9
				ТЭС				110,0	3295,2	4134,0	3758,0	178,0			11365,2
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	130,0	3849,5	5482,6	4506,3	230,0	387,5		14455,9
				АЭС											
				ГЭС					413,5	1014,8	489,5	40,0	387,5		2345,3
				ГАЭС						18,9					18,9
				ТЭС				130,0	3436,0	4448,9	4016,8	190,0			12091,7
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	20,0	179,3	420,9	311,8	16,0	36,5		964,5
				АЭС											
				ГЭС					38,5	103,0	53,0	4,0	36,5		235,0
				ГАЭС						3,0					3,0
				ТЭС				20,0	140,8	314,9	258,8	12,0			726,5
				ВЭС											
				СЭС											

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Стационарный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.	
Приморский край	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0				100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0			100,0		
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	К-100-90-6	Уголь				100,0			100,0		
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	К-100-90-6	Уголь				100,0			100,0		
	ПАО «РусГидро»	Партизанская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-140-12,8	Уголь, мазут				140,0				140,0	
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-140-12,8	Уголь, мазут				140,0			140,0		
	ПАО «РусГидро»	Артемовская ТЭЦ-2 (Шкотовская ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ				220,0				220,0	
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ				220,0			220,0		
	ПАО «РусГидро»	Владивостокская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	T-98-115	Газ, мазут	98,0								98,0
			После модернизации	ТЭС		T-120/130-12,8		120,0				120,0				
			Изменение мощности	ТЭС			22,0				22,0					
			До модернизации	ТЭС	3	T-105-115	Газ, мазут					105,0			105,0	
			После модернизации	ТЭС		T-120/130-12,8					120,0			120,0		
			Изменение мощности	ТЭС							15,0			15,0		
АО «НЭМУ»	Шеналовская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ	30,0							30,0		
Итого по Приморскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего							400,0				400,0	
			АЭС	–	–	–										
			ГЭС													
			ТЭС								400,0			400,0		
			ВЭС													
			СЭС													
			Ввод мощности	Всего				30,0			720,0				750,0	
			АЭС	–	–	–										
			ГЭС													
			ТЭС							30,0			720,0			750,0
			ВЭС													
			СЭС													
			До модернизации	Всего				98,0				105,0			203,0	
			АЭС	–	–	–										
			ГЭС													
			ТЭС							98,0			105,0			203,0
			ВЭС													
			СЭС													
			После модернизации	Всего				120,0				120,0			240,0	
			АЭС	–	–	–										
			ГЭС													
			ТЭС							120,0			120,0			240,0
			ВЭС													
			СЭС													
			Изменение мощности	Всего				22,0					15,0			37,0
			АЭС	–	–	–										
			ГЭС													
			ТЭС							22,0			15,0			37,0
ВЭС																
СЭС																
Хабаровский край	АО «ДГК»	Комсомольская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	T-27,5-90	Уголь (газ)				27,5				27,5	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-60-90/13	Уголь (газ)				60,0			60,0		
		Хабаровская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут				25,0				25,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90	Уголь (газ)/мазут				30,0				30,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут				25,0				25,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-50-90	Уголь (газ)/мазут				50,0				50,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	T-100-130	Уголь (газ)/мазут				100,0				100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	T-100-130	Уголь (газ)/мазут				100,0				100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	T-100/120-130	Уголь (газ)/мазут				105,0				105,0	
	ПАО «РусГидро»	Хабаровская ТЭЦ-4 (Южная ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ				205,0				205,0	
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ				205,0				205,0	

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по Хабаровскому краю	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–				522,5				522,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС							522,5				522,5
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–				410,0				410,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС							410,0				410,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Саха (Якутия)	АО «ДГК»	Чульманская ТЭЦ	Выход из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35	Уголь	12,0							
			Выход из эксплуатации	ТЭС	7	ПТ-12-35/10М	Уголь			12,0					12,0
	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС	Выход из эксплуатации	ТЭС	2	ГТЭ-45-3	Газ, дизель				41,4				41,4
			Выход из эксплуатации	ТЭС	3	ГТЭ-45-3	Газ, дизель				41,1				41,1
			Выход из эксплуатации	ТЭС	4	ГТЭ-45-3	Газ, дизель				43,0				43,0
			Выход из эксплуатации	ТЭС	7	ГТ-35-770	Газ, дизель				22,3				22,3
			Выход из эксплуатации	ТЭС	8	ГТ-35-770	Газ, дизель				22,2				22,2
			Ввод мощности	ТЭС	4	К-225-12,8	Уголь				225,0				225,0
	ПАО «РусГидро»	Нерюнгинская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	5	К-225-12,8	Уголь				225,0				225,0
	АО «Интер РАО – Электросгенерация»	Новоленская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–3	ПСУ	Газ					550,0			550,0
			Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Газ			80,0					80,0
	ПАО «РусГидро»	Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Газ				80,0				80,0
			Ввод мощности	ТЭС	1–2	ГТУ	Газ			220,0					220,0
	ООО «Газпром энергохолдинг»	Южно-Якутская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	3	ПТУ	Газ				110,0				110,0
			Ввод мощности	ГЭС	4	ГА	–				104,0				104,0
	АО «Вилейская ГЭС-3»	Светланская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	4	ГА	–								
	АО «Якутская ГРЭС-2»	Якутская ГРЭС Новая	Выход из эксплуатации	ТЭС	2	ГТУ LM 6000	Газ		40,4						40,4
			Ввод мощности	ТЭС	5	ЭГЭС-25IIA	Газ		25,0						25,0
			Ввод мощности	ТЭС	6	ЭГЭС-25IIA	Газ		25,0						25,0
	ООО «Якутская генерирующая компания»	ГПЭС Вилейск	Ввод мощности	ТЭС	–	ГПУ	Газ		33,0						33,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Республике Саха (Якутия)	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	12,0	40,4	12,0	170,1				222,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				12,0	40,4	12,0	170,1				222,5
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		83,0	300,0	744,0	550,0			1677,0
				АЭС											
				ГЭС							104,0				104,0
				ТЭС				83,0	300,0	640,0	550,0				1573,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Амурская область	ООО «Свободненская ТЭС»	Свободненская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ	Газ					450,0			450,0
Итого по Амурской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-					450,0			450,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								450,0			450,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
ОЭС Востока	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		113,0	300,0	1874,0	1000,0			3287,0
				АЭС											
				ГЭС							104,0				104,0
				ТЭС				113,0	300,0	1770,0	1000,0				3183,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		98,0			105,0			203,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				98,0				105,0			203,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	120,0				120,0			240,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0				120,0			240,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	22,0				15,0			37,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				22,0				15,0			37,0
				ВЭС											
Итого по 2-й синхронной зоне ЕЭС России	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-	12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				12,0	40,4	12,0	1092,6				1145,0
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-		113,0	300,0	1874,0	1000,0			3287,0
				АЭС											
				ГЭС							104,0				104,0
				ТЭС				113,0	300,0	1770,0	1000,0				3183,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-		98,0			105,0			203,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				98,0				105,0			203,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-	120,0				120,0			240,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0				120,0			240,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-	22,0				15,0			37,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				22,0				15,0			37,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по ЕЭС России	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–	271,0	217,4	106,0	1944,0	833,0		2000,0	5100,4
				АЭС										2000,0	2000,0
				ГЭС											
				ТЭС				271,0	217,4	106,0	1944,0	833,0			3100,4
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1337,3	3972,5	965,9	4025,9	5224,9	2002,3	1150,0	17341,4
				АЭС					1200,0		1200,0	300,0		1150,0	3850,0
				ГЭС				8,1	33,4	16,5	104,0	47,7	49,8		251,4
				ГАЭС								840,0			840,0
				ТЭС				783,6	1183,9	356,9	1925,0	3130,4	1280,0		7876,2
				ВЭС	–	–	–	252,0	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5		2938,2
				СЭС				293,6	653,7	421,0	290,6	220,3			1585,6
			До модернизации	Всего				110,0	3768,2	5061,7	4194,5	319,0	351,0		13694,4
				АЭС											
				ГЭС					375,0	911,8	436,5	36,0	351,0		2110,3
				ГАЭС						15,9					15,9
				ТЭС				110,0	3393,2	4134,0	3758,0	283,0			11568,2
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	130,0	3969,5	5482,6	4506,3	350,0	387,5		14695,9
				АЭС											
				ГЭС					413,5	1014,8	489,5	40,0	387,5		2345,3
				ГАЭС						18,9					18,9
				ТЭС				130,0	3556,0	4448,9	4016,8	310,0			12331,7
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	20,0	201,3	420,9	311,8	31,0	36,5		1001,5
				АЭС											
				ГЭС					38,5	103,0	53,0	4,0	36,5		235,0
				ГАЭС						3,0					3,0
				ТЭС				20,0	162,8	314,9	258,8	27,0			763,5
				ВЭС											
				СЭС											
Чукотский автономный округ	АО «Концерн Росэнергоатом»	Билибинская АЭС	Выход из эксплуатации	АЭС	2–4	ЭПБ-6	Ядерное топливо		36,0						36,0
	Администрация Чукотского АО	Энергоцентр г. Билибино (Билибинская ДЭС)	Ввод мощности	ТЭС	–	ДЭС	Дизель	25,0							
Итого по Чукотскому автономному округу	–	–	Выход из эксплуатации	Всего	–	–	–		36,0						36,0
				АЭС					36,0						36,0
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	25,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС				25,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Сахалинская область	ПАО «Сахалинэнерго»	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	9	ЭГЭС-25IIA	Газ	25,0							
			Ввод мощности	ТЭС	10	ЭГЭС-25IIA	Газ	25,0							
			Выход из эксплуатации	ТЭС	5	LM6000 PF Sprint	Газ		45,6						45,6

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025-2030 гг.
Итого по Сахалинской области	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		45,6						45,6
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					45,6						45,6
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	50,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС				50,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Итого по технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам	-	-	Вывод из эксплуатации	Всего	-	-	-		81,6						81,6
				АЭС					36,0						36,0
				ГЭС											
				ТЭС					45,6						45,6
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	-	-	-	75,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС				75,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	-	-	-								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции ¹⁾	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2025–2030 гг.
Итого по электроэнергетическим системам России	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	271,0	299,0	106,0	1944,0	833,0		2000,0	5182,0
				АЭС					36,0					2000,0	2036,0
				ГЭС											
				ТЭС				271,0	263,0	106,0	1944,0	833,0			3146,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1412,3	3972,5	965,9	4025,9	5224,9	2002,3	1150,0	17341,4
				АЭС					1200,0		1200,0	300,0		1150,0	3850,0
				ГЭС				8,1	33,4	16,5	104,0	47,7	49,8		251,4
				ГАЭС								840,0			840,0
				ТЭС				858,6	1183,9	356,9	1925,0	3130,4	1280,0		7876,2
				ВЭС	–	–	–	252,0	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5		2938,2
				СЭС				293,6	653,7	421,0	290,6	220,3			1585,6
			До модернизации	Всего				110,0	3768,2	5061,7	4194,5	319,0	351,0		13694,4
				АЭС											
				ГЭС					375,0	911,8	436,5	36,0	351,0		2110,3
				ГАЭС						15,9					15,9
				ТЭС				110,0	3393,2	4134,0	3758,0	283,0			11568,2
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	130,0	3969,5	5482,6	4506,3	350,0	387,5		14695,9
				АЭС											
				ГЭС					413,5	1014,8	489,5	40,0	387,5		2345,3
				ГАЭС						18,9					18,9
				ТЭС				130,0	3556,0	4448,9	4016,8	310,0			12331,7
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	20,0	201,3	420,9	311,8	31,0	36,5		1001,5
				АЭС											
				ГЭС					38,5	103,0	53,0	4,0	36,5		235,0
				ГАЭС						3,0					3,0
				ТЭС				20,0	162,8	314,9	258,8	27,0			763,5
				ВЭС											
				СЭС											

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025 – 2030 годы

ПЕРЕЧЕНЬ И ОПИСАНИЕ

территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности, не покрываемого с использованием объектов по производству электрической энергии и мероприятий по развитию электрических сетей

1. Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия

Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия включают в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Иркутской области, включающая Аларский, Балаганский, Баяндаевский, Боханский, Жигаловский, Заларинский, Зиминский, Иркутский, Качутский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, г. Ангарск, г. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

– территория Республики Бурятия, включающая Баргузинский, Баунтовский эвенкийский, Бичурский, Джидинский, Еравнинский, Заиграевский, Закаменский, Иволгинский, Кабанский, Кижингинский, Курумканский, Кяхтинский, Мухоршибирский, Окинский, Прибайкальский, Селенгинский, Тарбагатайский, Тункинский и Хоринский муниципальные районы и г. Улан-Удэ;

– территория Забайкальского края, включающая Агинский, Балейский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикойский, Кыринский, Могойтуйский, Нерчинский, Оловянинский, Петровск-Забайкальский, Сретенский, Улётовский, Хилокский, Чернышевский, Читинский, Шелопугинский и Шилкинский муниципальные районы, Акшинский, Александрово-Заводский, Газимуро-Заводский, Калганский, Могочинский, Нерчинско-Заводский, Ононский и Приаргунский муниципальные округа, г. Краснокаменск, г. Чита, п. Агинское, г. Петровск-Забайкальский, закрытое административно-территориальное образование п. Горный.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее – юго-восточная часть объединенной энергетической системы (далее – ОЭС) Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за контролируемым сечением (далее – КС) «Братск – Иркутск», включающим в себя ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2, а также с учетом пропускной способности ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 1. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Таблица 1 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	8607	9037	9426	9528	10071	10111
в том числе потребление центров обработки данных (по укрупненной оценке)	850	850	850	850	850	850
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	430	452	471	476	504	506

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	9382	9834	10242	10349	10920	10962
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	6274	6274	6274	6274	7579	7579 ¹⁾
Аварийность максимальная	1358	1358	1358	1358	1358	1358
Аварийность среднестатистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной ²⁾	4916	4916	4916	4916	6221	6221 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в нормальной схеме	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в единичной ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-2205	-2657	-3065	-3172	-2438	-2480
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-2610	-3062	-3470	-3577	-2843	-2885
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-2273	-2725	-3133	-3240	-2506	-2548
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-822	-1252	-1641	-1743	-981	-1021

Примечания

1 ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2 ²⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона, с учетом планов собственников указанного генерирующего оборудования по его реконструкции или модернизации. При этом максимальная величина аварийности снижалась в рассматриваемых энергорайонах при условии завершения плановой модернизации или замены генерирующего оборудования, которое находилось в аварийном ремонте в период прохождения максимума нагрузок в ретроспективном период.

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 2480 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 2885 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» составит 1021 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 2. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

Таблица 2 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	2736	2962	3180	3213	3660	3714
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	137	148	159	161	183	186
Потребность в мощности	3218	3455	3684	3719	4188	4245
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	2887	2887	2887	2887	3502	3502 ¹⁾
Аварийность максимальная	1078	1078	1078	1078	1078	1078
Аварийность среднестатистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1809	1809	1809	1809	2424	2424 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в единичной ремонтной схеме	295	295	295	295	295	295
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-695	-932	-1161	-1196	-1050	-1107
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1050	-1287	-1516	-1551	-1405	-1462
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-822	-1059	-1288	-1323	-1177	-1234
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	165	-61	-279	-312	-144	-198

Примечание – ¹⁾ с учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит 1107 МВт в

нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 1462 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» составит 198 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 3. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

Таблица 3 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	1453	1628	1788	1813	1931	1936
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	73	81	89	91	97	97
Потребность в мощности	1526	1709	1877	1904	2028	2033
Располагаемая мощность электростанций	1468	1468	1468	1468	1928	1928 ¹⁾
Аварийность максимальная	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1083	1083	1083	1083	1543	1543 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме	210	210	210	210	210	210
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-37	-220	-388	-415	-79	-84
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-169	-352	-520	-547	-211	-216
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	216	33	-135	-162	174	169

Примечание – ¹⁾ с учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 84 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 216 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, дефицит мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году отсутствует.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- существующей динамики развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

- величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, определенной в том числе по результатам многокритериальной оценки новых инвестиционных проектов;

- величины прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Сибири и ее восточной части в средневодный и маловодный годы;

- необходимости повышения уровня балансовой надежности;

- необходимости покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск»,

для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих и вновь сооружаемых генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» путем сооружения ЛЭП с использованием технологии постоянного тока, как наиболее эффективной для передачи значительных объемов мощности на большие расстояния.

Для обеспечения покрытия части прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» предлагается строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в юго-восточную часть ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования. Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

Реализация ППТ позволит обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

При этом для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» объем генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1462 МВт установленной мощности объектов генерации, обеспечивающих техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в году без наличия

сезонных ограничений (далее – Гарантированная генерация) в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, в том числе не менее 216 МВт – в южной части энергосистемы Забайкальского края.

При этом с учетом статистически подтвержденного аварийного снижения генерирующей мощности, определяемого на основании функции распределения вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования, формируемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172, с применением метода математического моделирования случайных величин на основе характеристик, сформированных на основании статистических данных об определенных в соответствии с указанными правилами объемах неплановых снижений мощности генерирующего оборудования электростанций, расположенных в рассматриваемом энергорайоне, для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни 10 последних сезонных периодов года (далее – среднестатистическая аварийность) в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», величиной 1021 МВт, дефицит мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» может быть снижен до величины 2548 МВт.

С учетом среднестатистической аварийности генерирующего оборудования в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия величиной 850 МВт дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия может быть снижен до величины 1234 МВт, в том числе не менее 216 МВт – в южной части энергосистемы Забайкальского края. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее непревышение среднестатистической аварийности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

2. ОЭС Востока

ОЭС Востока включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Амурская область;
- Приморский край;
- территория Хабаровского края, включающая Амурский, Бикинский, Ванинский, Верхнебуреинский, Вяземский, Комсомольский, Нанайский, Советско-Гаванский, Солнечный, Хабаровский муниципальные районы, городской округ «Город Хабаровск», городской округ «Город Комсомольск-на-Амуре»;
- Еврейская автономная область;
- территория Республики Саха (Якутия), включающая Алданский, Амгинский, Верхоянский, Верхневиллюйский, Горный, Мегино-Кангаласский, Ленский, Мирнинский, Намский, Нерюнгринский, Нюрбинский, Олекминский, Сунтарский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Хангаласский и Чурапчинский муниципальные районы, городской округ «Город Якутск» (г. Якутск), городской округ «Жатай» (п. Жатай).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в ОЭС Востока сформированы балансы электрической энергии.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	55506	60167	64484	67925	68463	68586
Производство электрической энергии	46860	50655	54646	59426	62357	62358 ¹⁾
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ТЭС	30544	34339	38330	43110	46041	46042
Дефицит (-)/избыток (+)	-8646	-9512	-9838	-8499	-6106	-6228
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»; прием «+»)	-1027	-1399	-1549	-1549	-1549	-1549
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-9672	-10911	-11387	-10048	-7655	-7777

Примечание – ¹⁾ с учетом реализации мероприятий по вводу мощности на Партизанской ГРЭС (280 МВт), Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) (440 МВт), Владивостокской ТЭЦ-2 (37 МВт), Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) (410 МВт), Нерюнгринской ГРЭС (450 МВт), Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ) (160 МВт), Южно-Якутской ТЭС (330 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), ГПЭС Вилюйск (33 МВт), Свободненской ТЭС (450 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2030 году с учетом рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 7777 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 1197 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	1207	1222	1267	1290	1294	1318
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	415	418	416	417	418	426
Располагаемая мощность электростанций	240	323	255	255	255	255
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	207	290	222	222	222	222
Аварийность максимальная	83	83	25	25	25	25
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	83	83	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	158	240	230	230	230	230
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	125	207	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	380	620	620	620	620
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	100	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-359	-292	-107	-130	-134	-158
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-160	-81	-89	-90	-91	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-434	-367	-182	-205	-209	-233
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-190	-146	-154	-155	-156	-164
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-352	-284	-157	-180	-184	-208
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-108	-63	-129	-130	-131	-139

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	920	1097	1264	1264	1264	1274
Располагаемая мощность электростанций	975	975	888	888	888	888
Аварийность максимальная	218	218	218	218	218	218
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	757	757	670	670	670	670
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в нормальной схеме	780	780	780	780	780	780
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в единичной ремонтной схеме	450	450	450	450	450	450
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	617	441	186	186	186	175
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	287	111	-144	-144	-144	-155
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	505	329	74	74	74	64

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	4239	4450	4594	4624	4644	4718
Располагаемая мощность электростанций	3 475	3 505	4 097	4 097	4 097	4 097
Аварийность максимальная	1345	1345	1125	1125	1125	505
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	2130	2160	2972	2972	2972	3592
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-845	-1025	-357	-387	-407	140
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1430	-1610	-942	-972	-992	-445
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-85	-265	183	153	133	60

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	3022	3204	3285	3316	3337	3402
Располагаемая мощность электростанций	1022	1022	1500	1500	1500	1500
Аварийность максимальная	150	150	120	120	120	120
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	872	872	1381	1381	1381	1381

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	1745	2010	2010	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1260	1720	1720	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-405	-322	105	134	114	48
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-890	-612	-185	-156	-176	-242
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-740	-462	-65	-36	-57	-122

При формировании балансов мощности отдельных энергорайонов ОЭС Востока учтено аварийное снижение мощности генерирующего оборудования, соответствующее среднестатистической аварийности, достигаемой за счет реализации запланированной реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования в рамках принятых решений. При формировании потребности в дополнительной мощности в качестве резервирования учитывается возможность снижения величины экспорта.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, в 2030 году дефицит мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и за КС «Переход через Амур» отсутствует, а величина дефицита мощности в остальных энергорайонах в 2030 году составит:

– не менее 208 МВт в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», в том числе не менее 139 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);

– не менее 122 МВт в южной части энергосистемы Приморского края.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и локальных дефицитов мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

- планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- необходимость повышения уровня балансовой надежности;
- необходимость покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока;
- исключение строительства дополнительных протяженных электрических связей для передачи мощности вновь сооружаемых электростанций к узлам нагрузок.

Для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации совместно с развитием электрической сети. Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Востока для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока рассматривается следующий объем мероприятий:

- в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия) сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 233 МВт– ;
- в энергорайоне за КС «Переход через Амур» сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 445 МВт, в том числе не менее 242 МВт – в южной части энергосистемы Приморского края. При этом в случае отсутствия возможности размещения новой генерации в объеме 242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края дефицит мощности может быть покрыт путем строительства Гарантированной генерации в объеме не менее 445 МВт в энергорайоне, ограниченном КС «Переход через Амур» и КС «ПримГРЭС – Юг», со строительством второй ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг;
- строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области.

При этом оставшаяся часть дефицита электрической энергии, эквивалентная 519 МВт Гарантированной генерации, может быть покрыта путем строительства на территории ОЭС Востока солнечных электростанций (далее – СЭС) и

ветроэлектрических станций (далее – ВЭС) суммарной установленной мощностью порядка 1700 МВт.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3. ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов»

ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Республика Калмыкия;
- Ростовская область;
- Краснодарский край;
- Ставропольский край;
- Республика Адыгея;
- Карачаево-Черкесская Республика;
- Кабардино-Балкарская Республика;
- Республика Северная Осетия – Алания;
- Республика Ингушетия;
- Чеченская Республика;
- Республика Дагестан;
- Республика Крым;
- город федерального значения Севастополь;
- Херсонская область;
- Запорожская область;
- Донецкая Народная Республика;
- Луганская Народная Республика.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Ростов», включающим в себя ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская, ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты, ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2, ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково, ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 9. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

Таблица 9 – Баланс мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности энергосистем за КС «Волгоград – Ростов»	19012	19381	19763	20074	20399	20664
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	951	969	988	1004	1020	1033
Потребность в мощности за КС «Волгоград – Ростов»	19963	20350	20751	21078	21419	21697
Располагаемая мощность электростанций	20991	21123	21292	21582	21582	21652
Аварийность максимальная	3638	3638	3638	3638	3638	3638
Аварийность среднестатистическая	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	17353	17485	17654	17944	17944	18014
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в единичной ремонтной схеме	820	820	820	820	820	820
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-1030	-1285	-1516	-1553	-1895	-2103
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1790	-2045	-2276	-2313	-2655	-2863
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	244	279	310	315	362	390
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	2034	2323	2587	2629	3017	3253

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-252	-507	-738	-775	-1117	-1325
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	34	69	101	106	152	181
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности среднестатистической	286	576	839	881	1269	1506
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	2799	2562	2350	2329	2003	1808

Анализ баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1030 – 2103 МВт и 1790 – 2863 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» отсутствует.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга, включающей в себя энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, Республики Крым и г. Севастополя, Запорожской области, Херсонской области, выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС – Кубань», включающим в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 10. При формировании потребности в дополнительной мощности

учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань».

Таблица 10 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5196	5337	5517	5650	5724	5767
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	260	267	276	283	286	288
Потребность в мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	6305	6454	6643	6783	6860	6905
в том числе в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5455	5604	5793	5933	6010	6055
переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя	850	850	850	850	850	850
переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций	2277	2181	2181	2111	2111	2111
Аварийность максимальная	499	499	499	499	499	499
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1778	1682	1682	1612	1612	1612
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-1108	-1351	-1540	-1750	-1828	-1873
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1664	-1907	-2096	-2306	-2384	-2429
С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-938	-1181	-1370	-1580	-1658	-1703
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1370	-1613	-1802	-2012	-2090	-2135
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	187	220	246	274	285	291

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	1557	1833	2048	2287	2375	2426
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-611	-848	-1028	-1231	-1305	-1348
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	83	116	140	168	178	184
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	694	963	1168	1399	1483	1531

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1108 – 1873 МВт и 1664 – 2429 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2135 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с учетом строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк составит 1348 МВт в единичной ремонтной схеме в 2030 году.

Кроме того, в целях оптимизации решений по развитию электрических сетей с исключением строительства (реконструкции) дополнительных межсистемных связей 220 кВ (строительство ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская, реконструкция ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск) целесообразно обеспечить покрытие части дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань» за счет размещения Гарантированной генерации в объеме не менее 260 МВт располагаемой мощности на территории северной части Центрального энергорайона энергосистемы Республики

Адыгея и Краснодарского края, ограниченного электрическими сетями 110 - 220 кВ, прилегающими к ПС 220 кВ Витаминкомбинат, ПС 220 кВ НПС-7, ПС 110 кВ Кореновская, ПС 110 кВ Динская, ПС 110 кВ Журавская (далее – энергорайон «Северная часть Центральной Кубани»).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Шепси – Дагомыс», включающим в себя КВЛ 220 кВ Центральная – Дагомыс, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс, ВЛ 110 кВ Шепси – Аше, ВЛ 110 кВ Шепси – Магри тяговая.

Основные показатели баланса мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 11. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс».

Таблица 11 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	930	935	984	1004	978	990
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	47	47	49	50	49	50
Потребность в мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
в том числе в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций	376	376	376	317	317	317
Аварийность максимальная	79	79	79	79	79	79
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	297	297	297	238	238	238
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в нормальной схеме	585	585	585	585	585	585

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в единичной ремонтной схеме	242	242	242	242	242	242
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-95	-101	-152	-231	-204	-217
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-438	-444	-495	-574	-547	-560
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	60	61	67	78	75	76
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	498	504	562	652	621	636
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-313	-318	-366	-445	-419	-431
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	43	43	50	61	57	59
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	356	361	416	505	476	490

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 95 – 217 МВт и 438 – 560 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» составит 431 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2025 – 2030 годов для периода зимних максимальных нагрузок, учитывая, что собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя наблюдается в зимний период.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 12. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается

резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Таблица 12 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1780	1816	1854	1891	1929	1967
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	89	91	93	95	96	98
Потребность в мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2359	2397	2437	2476	2515	2555
в том числе энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	1869	1907	1947	1986	2025	2065
переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Аварийность максимальная	39	39	39	39	39	39
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1529	1529	1529	1529	1529	1529
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	20	-18	-57	-96	-136	-176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт)) с учетом аварийности максимальной	-291	-329	-369	-408	-448	-488
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	291	329	369	408	448	488
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-163	-199	-237	-274	-312	-350
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	163	199	237	274	312	350

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей и использования мощности мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности, в случае отключения одного из наиболее крупных энергоблоков энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя (энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт) с 2025 года возникает превышение перетоком мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 18 – 176 МВт и 291 – 488 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя составит 350 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;
- рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания;
- выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

– исключения строительства протяженных ЛЭП 500 кВ из соседних энергосистем до центров нагрузок за КС «ОЭС – Кубань» в условиях высокой стоимости реализации и трудностей отвода земли;

– необходимости повышения уровня балансовой надежности,

наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной располагаемой мощностью не менее 2863 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов». При этом с учетом среднестатистической аварийности генерирующего оборудования в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», включающей в себя энергосистемы ОЭС Юга, за исключением Волгоградской и Астраханской областей, величиной 2100 МВт, суммарный дефицит мощности в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» может быть снижен до величины 1325 МВт. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее не превышение средней аварийности.

С учетом непокрываемого дефицита в Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 2426 МВт (не менее 2135 МВт располагаемой мощности при температуре наружного воздуха +35 °С) в Юго-Западной части ОЭС Юга.

В соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 22.05.2024 № 4пр было принято решение об определении единственным исполнителем – поставщиком мощности новых генерирующих объектов на Таврической ТЭС в объеме не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С), а также на Ударной ТЭС не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С).

В соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака для покрытия оставшегося дефицита мощности в объеме 1926 МВт необходима реализация следующих мероприятий:

- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2029 году;
- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в энергорайоне «Северная часть Центральной Кубани» в 2029 году;
- строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 170 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 году (суммарно 340 МВт);
- обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Кроме того, в целях покрытия дефицита мощности в период 2025 – 2026 годов необходимо размещение мобильных газотурбинных установок суммарной установленной мощностью 500 МВт в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «ОЭС – Кубань» и в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

4. Энергосистема г. Москвы и Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- город Москва;
- Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 13. С учетом решений Протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 №АН-П51-115пр (далее – Протокол от 29.10.2024) при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 15 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Москвы и Московской области.

Таблица 13 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	22309	22705	23048	23411	23723	24044
Дополнительная мощность для резервирования в размере 15 %	3346	3406	3457	3512	3558	3607
Потребность в мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области	25655	26111	26505	26923	27281	27651
Располагаемая мощность электростанций	15831	15838	16772	16772	16772	16772
Аварийность максимальная	500	500	500	500	500	500
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	23631	23638	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	2024	2473	1933	2351	2709	3079
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8500	8500	8500	9050	9500	9500
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	1824	2273	1733	1601	1509	1879
Дополнительная потребность в мощности без учета резервирования и аварийности	0	0	0	0	0	0

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025 – 2030 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 3079 МВт в 2030 году.

Согласно плану мероприятий («дорожная карта») по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (в 2025 году);
- строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино (в 2028 году);
- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);
- строительство ПС 500 кВ на границе Московской и Тульской областей с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снижает потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области до 1879 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 15 % потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области в 2030 году отсутствует.

С учетом анализа режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона) реализацию мероприятий по покрытию потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области целесообразно выполнять в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с

отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергосистемы г. Москвы и Московской области и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону,

в соответствии с пунктом 2 Протокола от 29.10.2024 для покрытия потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области за основу принят следующий сценарий развития электрических сетей:

– строительство двух линий электропередачи переменного тока 750 кВ «Грибово – Москва» и «Курская АЭС – Москва» в 2030 году;

– реконструкция и строительство объектов электросетевого хозяйства 220 – 500 кВ в период с 2025 по 2030 год.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство одной линии электропередачи постоянного тока «Нововоронежская АЭС – Москва» в 2032 году.

В части развития генерирующих мощностей в соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака необходимо обеспечить строительство одного энергоблока установленной мощностью 450 МВт на Каширской ГРЭС и двух энергоблоков на ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 установленной мощностью по 250 МВт на каждой ТЭЦ (суммарно 950 МВт).

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

5. Анадырский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Анадырском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Анадырского энергорайона для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	26	26	26	26	26	26
Установленная мощность	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ограничения мощности	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	7,8	-7,8

Анализ баланса мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 7,8 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 7,8 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

6. Чаун-Билибинский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Чаун-Билибинский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Чукотского автономного округа, включающая Билибинский муниципальный район и городской округ Певек (г. Певек).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Чаун-Билибинском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	95	102	103	105	106	106
Установленная мощность	125	125	125	125	125	125
АЭС	70	70	70	70	70	70
ТЭС	55	55	55	55	55	55
Ограничения мощности	21	21	14	7	7	7
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	104	104	111	118	118	118
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-19	-26	-27	-22	-23	-23
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-47	-54	-55	-57	-58	-58

Анализ баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителями в период 2025 – 2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 47 – 58 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в Чаун-Билибинском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Исходя из анализа перспективных режимов работы Чаун-Билибинского энергорайона, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 23 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 35 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, может быть рассмотрено строительство Арктической ТЭС с двумя энергоблоками установленной мощностью 25 МВт каждый.

7. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Сахалинской области, включающая городской округ «Город Южно-Сахалинск», городской округ «Александровск-Сахалинский район», Анивский, Долинский, Корсаковский, Макаровский, Невельский, Ногликский, Поронайский, Смирныховский; Томаринский, Тымовский, Углегорский, Холмский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации для двух сценариев:

- сценарий 1 – с учетом генерирующего оборудования иностранного производства;
- сценарий 2 – с учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства.

Основные показатели баланса мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для двух сценариев для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблицах 16, 17.

Таблица 16 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 1, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-83	-103	-114	-117	-118	-119
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-143	-163	-174	-177	-178	-179

Таблица 17 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 2, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-267	-287	-298	-301	-302	-303

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-327	-347	-358	-361	-362	-363

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителями в период 2025 – 2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 143 – 179 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства дефицит мощности увеличится до 327 – 363 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

- планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- необходимость повышения уровня балансовой надежности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 119 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания и планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе, объем необходимой Гарантированной генерации увеличится до 303 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 60 МВт. Запас топлива для таких

мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, могут быть рассмотрены следующие мероприятия:

- строительство второй очереди Сахалинской ГРЭС-2;
- ввод в работу на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 пяти газотурбинных установок ЭГЭС-25 ПА установленной мощностью 25 МВт каждый.

8. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- территория Камчатского края, включающая Елизовский, Усть-Большерецкий муниципальные районы, Мильковский муниципальный округ, Петропавловск-Камчатский и Вилучинский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Камчатского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	329	330	331	332	333	334
Установленная мощность	485,2	485,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	439,8	439,8	439,8	439,8	439,8	439,8
ВЭС	–	–	–	–	–	–
Ограничения мощности	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Итого покрытие потребности	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-26	-27	-28	-29	-30	-31

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 26 – 31 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 31 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, могут быть рассмотрены следующие мероприятия:

– строительство бинарного энергоблока на Мутновской ГеоЭС-1 мощностью 16,5 МВт;

– строительство Мутновской ГеоЭС-2 с бинарным энергоблоком общей мощностью 66,5 МВт.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4 □

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электрических сетей, включающий реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей
напряжением 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1-я синхронная зона ЕЭС России																	
ОЭС Северо-Запада																	
25.11.1.1	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Реконструкция ПС 110 кВ №1 с заменой трансформаторов 3Т 110/10 кВ и 4Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.40.1.3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.40.1.4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.40.1.2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	15,951 16,124	–	–	–	–	–	–	32,075	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.41.1.4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 34,202 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	34,202	–	–	–	–	–	–	34,202	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.41.1.5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учётом демонтажа ММПС). 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Шум (ПС 377) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Батово (ПС 142) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.41.1.4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волхов (ПС 393) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.41.1.8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войковщины (ПС 366) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.40:41.1.8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.40:41.1.9	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.40:41.1.10	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высокая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.40:41.1.11	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.41.1.12	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Луполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Роцинская-3) до ПС 110 кВ Касимово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×3,65	–	–	–	–	–	–	7,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.27.1.9	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.27.1.12	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.27.1.17	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾	Реновация основных фондов
23.47.1.18	Мурманской области	Мурманская область	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	4,2	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.47.2.20	Мурманской области	Мурманская область	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.58.1.9	Псковской области	Псковская область	Реконструкция ПС 110 кВ Полна (ПС 146) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×4	–	–	–	–	–	8	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.86.1.14	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	2×250	–	–	–	500	2027	Реновация основных фондов
23.86.1.21	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Древянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПС	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.86.1.10	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.86.1.11	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.86.1.12	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.86.1.13	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (ЛЛ-173) на ПС 110 кВ Гранит, ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×0,9	–	–	–	–	–	–	1,8	2025	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.86.1.15	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (ЛЛ-166) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.86.1.16	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (ЛЛ-124) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.86.1.17	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.86.1.18	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки обходного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.86.1.19	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.87.1.26	Республики Коми	Республика Коми	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	–	Реновация основных фондов
ОЭС Центра																	
23.14.1.28	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	2×32	–	–	–	–	–	64	– ³⁾	Реновация основных фондов
25.14.1.14	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.14.2.15	Белгородской области	Белгородская область	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.15.1.20	Брянской области	Брянская область	Реконструкция ПС 220 кВ Найтоповичи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	2025	Реновация основных фондов
25.17.1.16	Владимирской области	Владимирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Арсаки с перемещением резервного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Мелени на ПС 110 кВ Арсаки взамен Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	
25.17.1.17	Владимирской области	Владимирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Борисовская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.20.1.22	Воронежской области	Воронежская область	Строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.20.1.23	Воронежской области	Воронежская область	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Красное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 47) и ВЛ 110 кВ Красное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 48) до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×14,174	–	–	–	–	–	–	28,348	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.20.1.24	Воронежской области	Воронежская область	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6(10) кВ мощностью 40 МВА каждый, с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	2027	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	1×10	–	–	–	10	2027	
23.45.1.36	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	180	–	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
23.45.1.37	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360	2027	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
25.45.1.18	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с двумя автотрансформаторами 750/500 кВ мощностью 1251 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) и двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПС	ПАО «Россети»	750	МВА	–	–	–	–	–	–	2×3×417	2502	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	2×3×167	1002	–	
25.45.46.1.19	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Грибово – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 135 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	135	135	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.45.1.20	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на новую ПС 750 кВ	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	
25.45.38.1.21	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	500	500	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.45.1.25	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.45.1.26	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.45.1.27	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	2024 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.45.1.28	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×2,9	–	–	–	–	5,8	2024 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.22	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошинок ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности ⁴⁾	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.45.1.30	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.23	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Ильино с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.24	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Ильино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×0,2	–	–	–	0,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.25	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.45.1.39	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.45.1.40	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	2027 ³⁾	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2027 ³⁾	
25.45.1.26	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Десна с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.27	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Зюзино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×80	–	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.28	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.45.1.29	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.30	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Солнцево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.31	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2025 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.32	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.46.1.41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
23.46.1.42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
			ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	180	–		
25.46.1.33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×5	–	–	10	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.34	г. Москвы и Московской области, Калужской области	Московская область, Калужская область	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	90	–	–	90	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.46.1.44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	2026	Реновация основных фондов
			ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250			
23.46.1.45	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА каждый) на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2025	Реновация основных фондов
			ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200			
25.46.1.35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.47	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Чехов с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.37	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,62	–	–	–	–	3,24	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.38	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.39	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.40	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Данилово с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Данилово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый ⁶⁾	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.46.1.43	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый ⁶⁾	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.46.1.49	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте сплетения ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	
23.46.1.50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Ивановская до РП 110 кВ Восход ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.51	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2026	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.52	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием КВЛ 110 кВ Голицыно – Успенская ориентировочной протяженностью 13,336 км	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,336	–	–	–	–	–	13,336	2024 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.53	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	–	5,9	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17
23.46.1.55	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	18,5	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.46.1.56	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.46.1.57	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя ориентировочной протяженностью 10 км	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	10	–	–	–	–	–	10	2025 ³⁾	Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17
23.46.1.58	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.60	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	
23.46.1.62	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.63	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Алабушево с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.64	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	

[illegible]

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.46.1.78	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.79	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Малаховка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.80	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорова с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.83	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.85	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кулиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024 ³⁾	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.87	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.91	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.92	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.93	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.95	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2027	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.46.1.96	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пушино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

[illegible]

[illegible]

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.46.1.63	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гринешки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.64	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство новой ПС 110 кВ в районе д. Першутино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.65	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×0,05	–	–	–	–	–	–	0,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.66	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Добрыниха с установкой трансформатора Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.67	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый ⁶⁾	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.68	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ивановская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый ⁶⁾	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.69	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ на ПС 500 кВ Дорохово	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.29.1.99	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	
23.29.1.100	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово, ПС 110 кВ Ахлебинино с перемещением трансформаторов Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино и Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	
23.29.1.102	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.29.1.70	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перемышль с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 3,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.29.1.71	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белкино с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.38.1.105	Курской области	Курская область	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПС	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.14:38.1.106	Белгородской области, Курской области	Белгородская область, Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	148,087	–	–	–	–	–	–	148,087	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.38.1.72	Курской области	Курская область	Реконструкция ПС 110 кВ Камыши с заменой трансформаторов Т 1 110/35/10 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.42.1.73	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Химическая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.42.1.74	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция участка двухцепной ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая от опоры № 1 до опоры № 12 протяженностью 1,634 км с заменой провода АС-70/11 на АС-120/19	ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	2×1,634	–	–	–	–	3,268	–	Реновация основных фондов
24.54.1.36	Орловской области	Орловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Володарская, ПС 110 кВ Речина с перемещением трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речина и трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с ПС 110 кВ Речина на ПС 110 кВ Володарская	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети Центр»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	
25.46.1.75	Рязанской области	Рязанская область	Реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с переводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская ориентировочной протяженностью 3,3 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	3,3	–	–	–	–	–	3,3	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.66.1.37	Смоленской области	Смоленская область	Реконструкция ПС 220 кВ Смоленск 1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	2026	Реновация основных фондов
25.28.1.76	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луч с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.70:46.1.77	Тульской области, г. Москвы и Московской области	Тульская область, Московская область	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ ⁴⁾	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.70:46.1.78	Тульской области, г. Москвы и Московской области	Тульская область, Московская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×10	–	20	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.78.1.114	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Переславль с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×40	1×40	–	–	–	–	–	80	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.78.1.79	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Техникум с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.78.1.80	Ярославской области	Ярославская область	Строительство ПС 110 кВ Лесные Поляны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	–	2×16	–	–	–	32	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.78.1.81	Ярославской области	Ярославская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Тверицкая – Путятино и ВЛ 110 кВ Тверицкая – Уткино до ПС 110 кВ Лесные Поляны ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	–	2×3,5	–	–	–	7	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
ОЭС Юга																	
25.12.1.82	Астраханской области, Волгоградской области	Астраханская область, Волгоградская область	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км ⁵⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	420	–	–	–	420	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.12.1.116	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов AT-3 220/110/35 кВ и AT-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	2028	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,3	–	–	1,3		
				ПС	ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	–	1×27,3	–	–	27,3		
25.12.1.83	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Окрасочная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два новых трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.12.1.84	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Яр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.18.1.117	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформаторов AT-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и AT-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, заменой пяти однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на три трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2025	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	3×200	–	–	–	–	–	600		
24.18.1.38	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Прокат I, II цепь ориентировочной протяженностью 10,737 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	2×10,737	–	–	–	–	–	–	21,474	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.18.1.39	Волгоградской области	Волгоградская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная – Сталь ориентировочной протяженностью 8,949 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	8,949	–	–	–	–	–	–	8,949	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.18.1.118	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция межгосударственной ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джанабек с отпайками путем строительства участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Кайсацкая до ПС 110 кВ Призерная ориентировочной протяженностью 50 км с переподключением отпайки на ПС 110 кВ Светлана на новую ВЛ 110 кВ	ЛЭП	ПАО «Россети»	110	км	–	50	–	–	–	–	–	50	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.83.1.119	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Чегем - 2 с заменой трансформаторов Т 1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.120	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.83.1.121	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.122	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.123	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Кахун с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.124	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.125	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.126	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ ППФ с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.127	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Володаров с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.83.1.85	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Кызбурун-110 с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.128	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Долинок с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ, Т-2 110/10/6 кВ, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.129	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (при однофазных автотрансформаторах мощностью 167 МВА каждый)	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.130	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ и АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый к КРУЭ 220 кВ с вводом в работу КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПС	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.131	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	2028	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.3.1.132	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов AT-1 330/115/10,5, AT-2 330/115/10,5 с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора AT-2, подключением автотрансформатора AT-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора AT-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора AT-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	ПС	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.86	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	1×240	–	240	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3:79.1.87	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	130,48	–	130,48	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.88	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.89	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3:79.1.90	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк ориентировочной протяженностью 102,647 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	102,647	–	102,647	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.91	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.92	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк ориентировочной протяженностью 68,643 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	68,643	–	68,643	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.93	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3:79.1.133	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3:79.1.134	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3:79.1.135	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с оттайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,33	–	–	–	–	–	–	10,66	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.136	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.137	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.140	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПС	ПАО «Россети»	35	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.3.1.141	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (У10) – Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220 – Сельхотехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 Ново-Лабинская	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	35	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.79.1.146	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Шовгеновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.147	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.148	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Термнефть с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.149	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.150	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.153	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.154	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ АПК с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.155	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новониколаевская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.156	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.157	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.158	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.3.1.222	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.224	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.225	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Сухо с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.226	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.227	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.229	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.230	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джемете с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.232	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Туапсе с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.233	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3		
23.3.1.234	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бойко-Понюра с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.235	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.79.1.40	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой третьего и четвертого трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.3.1.41	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Анапская с установкой четвертого трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.238	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Спрямление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,533	–	–	–	–	–	–	0,533	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.241	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Афицкая – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	39	–	–	–	–	–	–	39	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.3.1.44	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	69,9	–	–	–	–	–	–	69,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.3.1.45	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением РУ 110 кВ на одну линейную ячейку для подключения новой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.244	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	44,4084	–	–	–	–	–	–	44,4084	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.245	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 17 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.246	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	–	50,64	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.250	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.251	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.3.1.46	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тонкий Мыс с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.3.1.94	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Отрадная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.3.1.95	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.3.1.96	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.3.1.97	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.3.1.98	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат с заменой ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.99	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.100	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.101	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.2.102	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.103	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.104	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.105	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.283	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.48	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.82.1.106	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/25/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.49	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.50	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.82.1.107	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятия в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)
25.82.1.108	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятия в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)
23.82.1.295	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024 ³⁾	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.51	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.52	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.53	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.252	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

[illegible]

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024-2030		
23.82.1.270	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	-	-	-	-	-	-	50	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.271	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	-	-	-	-	-	-	25	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.275	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой трансформаторов Т 1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	-	-	-	-	-	-	80	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.276	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т 1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	-	-	-	-	-	-	50	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.277	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	-	-	-	-	-	-	16	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.55	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	-	-	-	-	-	-	40	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.279	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	-	-	-	-	-	-	50	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.280	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	-	-	-	-	-	-	50	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.281	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	-	-	-	-	-	-	126	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.282	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилортовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	-	-	-	-	-	-	32	-	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.284	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буinakcк-1 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	-	-	-	-	-	-	40	-	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.82.1.56	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.285	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.286	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.287	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.289	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.290	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.292	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.293	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.82.1.294	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.296	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.57	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.82.1.58	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.297	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.299	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.109	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.82.1.110	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ООО «Каспийэнергосервис»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.82.1.302	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,1	–	–	–	–	–	–	1,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.304	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,5	–	–	–	–	–	–	3,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.306	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.307	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.111	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Мерская (ВЛ-110-179) ориентировочной протяженностью 2,2 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2,2	–	–	–	–	–	–	2,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.112	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.113	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудухар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	21,5	–	–	–	–	–	–	21,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.114	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудухар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудухар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.115	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) ориентировочной протяженностью 35,6 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	35,6	–	–	–	–	–	–	35,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.116	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4 Мвар каждая	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.82.1.117	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	1×34	–	–	–	–	–	–	34	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.118	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.119	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) ориентировочной протяженностью 37,4 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,4	–	–	–	–	–	–	37,4	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.120	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) ориентировочной протяженностью 26,78 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	26,78	–	–	–	–	–	–	26,78	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.121	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.122	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.310	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	35	км	2×0,75	–	–	–	–	–	–	1,5	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.123	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Реконструкция ПС 110 кВ Назрань с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.82.1.124	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Реконструкция ПС 110 кВ Вознесенская-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.85.1.60	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10-10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×125	–	250	2029	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	2029	
23.85.1.311	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Западная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.85.1.312	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.35.1.314	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Мариновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.61	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×125	–	–	–	125	–	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
24.35.1.62	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4	–	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
24.35.1.63	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	2×0,6	–	–	–	1,2	2027	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
24.35.1.64	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная с выполнением перепада на ПС 220 кВ Газовая с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 0,5 км и образованием ВЛ 110 кВ Газовая – Компрессорная	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	–	0,5	–	–	–	0,5	2027	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
23.35.1.316	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.67.1.318	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.67.1.319	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408		
23.35.67.1.320	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алушка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алушка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.321	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.35.1.322	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алушка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алушка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алушка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,45	–	–	–	–	–	–	14,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.323	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Ялта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.324	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	8,73	–	–	–	–	–	–	8,73	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	7,49	–	–	–	–	–	–	7,49		

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.35.1.325	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.326	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.327	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	5,255	–	–	–	–	–	–	5,255	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	3,205	–	–	–	–	–	–	3,205		
23.35.1.328	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Массандра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.329	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,655	–	–	–	–	–	–	15,31	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.330	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.35.1.331	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×9,506	–	–	–	–	–	–	19,012	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.332	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Артек с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.35.1.333	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288		
23.35.1.334	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Шарха с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.335	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×8,02	–	–	–	–	–	–	16,04	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.336	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Алушта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.337	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	10,746	–	–	–	–	–	–	10,746	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108		

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			2024–2030
23.35.1.338	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Лучинское с заменой трансформаторов Т 1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.339	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучинское и строительство ЛЭП 110 кВ Лучинское – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучинское с заходом на ПС 110 кВ Лучинское	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	5,653	–	–	–	–	–	–	5,653	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269		
23.35.1.340	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучинское с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучинское	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	10,287	–	–	–	–	–	–	10,287	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.341	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	13	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.342	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.343	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками ориентировочной протяженностью 22,335 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	22,335	–	–	–	–	–	–	22,335	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.344	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками ориентировочной протяженностью 4,135 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	4,135	–	–	–	–	–	–	4,135	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.345	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т 1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.346	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.347	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т 1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	– ³⁾	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.348	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зимно – Нива до ПС 110 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 47 км	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	47	–	–	–	–	–	47	– ³⁾	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.349	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т 1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.350	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

[illegible]

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.35.1.367	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.65	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Веселое с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	1×2,5	–	–	–	–	–	2,5	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.35.1.67	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Кубанская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.68	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.70	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.35.2.125	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.35.2.126	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Модернизация на ПС 330 кВ Симферопольская устройства ЛАПНУ	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.35.2.127	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Модернизация на Симферопольской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завоксальная	РЗА	АО «КРЫМТЭЦ»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.1.368	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	1×200	–	–	–	200	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.1.369	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	–	13,8	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.67.1.128	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 21,7 км с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая; подключение одной цепи строящейся двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ ПС-11 и второй цепи – отпайкой к ВЛ 110 кВ ПС 5 – ПС-6 с отпайками	ЛЭП	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	21,7	–	–	–	–	–	–	21,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.1.375	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.67.1.376	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.1.377	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.67.1.129	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.2.379	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 110 кВ ПС-12 устройств РЗ (основных защит): – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	РЗА	ООО «Севастополь-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.2.380	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.2.381	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на Севастопольской ТЭЦ устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	РЗА	ГУПС «Севтеплоэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.90.1.385	Республики Северная Осетия – Алания	Республика Северная Осетия – Алания	Реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.60.1.130	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ростовская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ⁵⁾	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.131	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ⁵⁾	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.132	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	39	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.2.133	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.134	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.135	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	60	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.136	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.60.1.391	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ AC12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.60.1.392	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	
23.60.1.393	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ AC1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.60.1.396	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.60.1.72	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.60.1.137	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 км	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.138	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с оттайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	1,79	–	–	–	–	–	–	1,79	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.139	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.140	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Т25 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-15 – Т25 с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.141	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 35 кВ AC8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.60.1.142	Ростовской области	Ростовская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ AC15 – AC6 на ПС 110 кВ AC8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.398	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
23.7.1.399	Ставропольского края	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Есентук-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	4,8	– ³⁾ 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.400	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.402	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мип-Воды-2 с заменой трансформатора Тр1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.403	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	– 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.96.1.143	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство ПС 330 кВ Сузжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	– Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.96.1.144	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сузжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	2×22	–	–	–	–	–	–	44	– Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.96.1.405	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.406	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.407	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾ 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.408	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	– 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.409	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ойсуигур с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.411	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾ 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.96.1.74	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.96.1.75	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ № 84 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
ОЭС Средней Волги																	
23.22.1.415	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Богородская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025 ³⁾	
23.22.1.416	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Павлово с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 32 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×32	–	–	–	–	–	32	2024 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.22.1.76	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.22.1.145	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Приокская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.22.1.146	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молитовская с заменой трансформатора Т-3 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.22.1.147	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Митино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.22.1.148	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 110 кВ Васильев с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.149	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Мага с отпайками (ВЛ Мызниковская) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 4 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4	–	–	–	–	–	4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.150	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 0,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.151	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 110 кВ Иванов с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.152	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 4 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4	–	–	–	–	–	4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.22.1.153	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 0,8 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,8	–	–	–	–	–	0,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.154	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	3,083	–	–	–	–	3,083	–	Реновация основных фондов
23.92.1.417	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.92.1.418	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	ЛЭП	АО «Сетевая компания»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	–	5,4	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.92.1.77	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.92.1.155	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Каракашлы с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.92.1.156	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Константиновка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.92.1.157	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Высокая гора с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Чекалда	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.92.1.158	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Шигапеево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Высокая гора	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
ОЭС Урала																	
23.33.1.425	Кировской области	Кировская область	Реконструкция ПС 110 кВ Беляево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	
23.33.1.426	Кировской области	Кировская область	Строительство ПС 110 кВ Музыгино с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	2026	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	–	1×16	–	–	–	16	2027	
25.37.71.1.159	Курганской области, Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Курганская область, Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолукти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	105	–	–	105	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.37.1.428	Курганской области	Курганская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «СУЭНКО»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.53.1.160	Оренбургской области	Оренбургская область	Реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.57.1.79	Пермского края	Пермский край	Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоворотных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый	ПС	ПАО «РусГидро»	220	МВА	–	2×501	–	–	–	–	–	1002	2027 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.57.1.429	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 35 кВ Култаево с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
23.57.1.430	Пермского края	Пермский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская до ПС 110 кВ Култаево ориентировочной протяженностью 8 км	ЛЭП	ПАО «Россети Урал»	110	км	8	–	–	–	–	–	–	8	–	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.57.1.431	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.65.1.81	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×250	–	–	–	–	250	2026	Реновация основных фондов
24.65.1.82	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×250	–	–	–	–	250	2026	Реновация основных фондов
24.65.1.83	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ, АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый, АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	–	Реновация основных фондов
23.65.1.436	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.65.1.437	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
				ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.65.1.438	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024	Реновация основных фондов
23.65.1.439	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.65.1.440	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ЕЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.65.1.84	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Логиново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.65.1.85	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Монтажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.71.1.161	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 500 кВ Новолокти	ПС	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.71.52.1.162	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	380	–	–	380	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.71.1.163	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	131	–	–	131	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.71.1.164	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (при однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА ⁵⁾	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×135+135	–	–	–	–	–	405+135	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.165	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку ⁵⁾	ПС	ПАО «Россети»	500	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.166	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	6,15	–	–	–	–	–	6,15	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.167	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ТТ, ВЧЗ, выключателя, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.168	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ПС	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.169	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ПС	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.170	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	5,3	–	–	–	–	–	5,3	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.171	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.172	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности ⁵⁾	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	4,98	–	–	–	–	–	4,98	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.71.1.173	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности ³⁾	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.174	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности ³⁾	ПС	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.175	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности ³⁾	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	9,88	–	–	–	–	–	9,88	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.176	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности ³⁾	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.2.177	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ³⁾	РЗА	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.2.178	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь; – АОПО 1,2 АТТ ПС 500 кВ Тюмень ³⁾	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.2.179	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТТ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА ³⁾	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.180	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 110 кВ Ушаковский	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.181	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ожогиню с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогиню – Ушаковский	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.182	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 110 кВ Ожогиню – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	26	–	–	–	–	–	–	26	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.183	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.184	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.71.1.447	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.71.1.448	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.71.1.449	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.71.1.86	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.71.1.87	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.71.1.88	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.71.1.450	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перепада ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	2×3×167+167	–	–	1002+167	2028	Реновация основных фондов
				ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	6,4	–	–	6,4		
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180	–	–	360		
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×200	–	–	400		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	4,3	–	–	4,3		
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	–	1×100	–	–	100		
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×63	–	–	126		
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50		
			Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перепада ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	110	км	–	–	–	–	4,7	–	–	4,7		
25.71.1.185	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.718.1.451	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Юмас с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ЮРЭСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2024	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.718.1.90	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.718.1.91	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.718.1.92	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.718.1.186	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Элегас с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.94.1.93	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Игерман с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	2024 ⁴⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.94.1.95	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Строительство ПС 110 кВ Лудорвай с использованием имеющегося в эксплуатационном запасе трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
24.94.1.96	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай ориентировочной протяженностью 0,1 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1	2025 ³⁾	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.94.2.452	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Создание на ТПС 110 кВ Базезино устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Базезино – Пинбальтур; – АОПО ВЛ 110 кВ Базезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.75.1.187	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.75.1.188	Челябинской области	Челябинская область	Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	–	110	–	
23.75.1.455	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.75.1.100	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бакалинская с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.75.1.101	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Харлуши с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.75.1.189	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лазурная с заменой трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.719.1.190	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая ориентировочной протяженностью 191 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	191	–	–	–	–	191	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
ОЭС Сибири																	
23.76.1.459	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	118,2	–	–	–	–	–	–	118,2	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.76.10.1.460	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	324	–	–	324	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.76.81.1.462	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	239	–	–	239	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.76.1.191	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Широкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.76.1.192	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 110 кВ Третья с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.193	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПС	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.194	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
						220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	
25.25.4.1.195	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполосной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ЛЭП	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	1420	1420	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.196	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.197	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.198	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.472	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.476	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.477	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.25.1.105	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км с расширением РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор на одну ячейку и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	68	–	–	–	–	–	–	68	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.25.1.199	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	–	400	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.200	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.483	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ПС	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.25.2.106	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Юрты устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.484	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.25.2.107	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.485	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение ее в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.201	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	87	–	–	–	–	–	–	87	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.488	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.493	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.494	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.202	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.25.1.203	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.495	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.496	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.204	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.205	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.497	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.498	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.499	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.206	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	РЗА	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.503	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	9,36409	–	–	–	–	–	–	9,36409	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.504	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	16,14658	–	–	–	–	–	–	16,14658	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.506	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.25.1.508	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.509	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.510	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.511	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.514	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.516	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.2.518	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Куверма (КК-31)	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.207	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.208	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.209	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.210	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.25.1.211	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.212	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	РЗА	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.213	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.214	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.108	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026 ³⁾	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.215	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.109	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.110	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.216	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.217	Иркутской области	Иркутская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.111	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березовая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.519	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.112	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.25.1.520	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформаторов Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026 ³⁾	
23.25.1.521	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.113	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.25.1.114	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Летняя с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.524	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением РУ к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.525	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом участка ВЛ от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд на проектное напряжение 110 кВ	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.526	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	АО «Витимэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.115	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.116	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.25.1.218	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Лисиха с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.25.1.219	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.118	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.25.1.119	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.120	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.121	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	2026 ³⁾	
24.25.1.122	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.123	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026 ³⁾	
23.25.1.529	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.530	Иркутской области	Иркутская область	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулушка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	2024 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.531	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2,5	–	–	–	–	2,5	2024 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.532	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.535	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×40	–	–	–	–	40	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.537	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.538	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×15	–	–	–	–	15	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.25.1.539	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	23	–	–	–	–	23	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.540	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.541	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.542	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.543	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.544	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2028 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.547	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.549	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40		
23.25.1.550	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ЛЭП	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.566	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора AT-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора AT-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	2026	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	–	600		
24.32.1.124	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (Западно-Сибирская) с заменой автотрансформатора AT-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора AT-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	2026	Реновация основных фондов
23.32.1.567	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Торьема с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.32.1.568	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×52	–	–	–	–	52	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.569	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов Т-1-16 110/35/10 кВ и Т-2-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.570	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов Т-1-40 110/35/6 кВ и Т-2-40 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.571	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Мариник с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.32.1.125	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Мариник – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариник – Тяжикская с отпайками до ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ориентировочной протяженностью 3,276 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,276	–	–	–	–	6,552	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.126	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская – 1, 2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,98	–	–	–	–	7,96	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.127	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариник с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка ориентировочной протяженностью 4 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.128	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Мальцево ориентировочной протяженностью 2,4 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×2,4	–	–	–	–	4,8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.129	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Почитанка ориентировочной протяженностью 4 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.130	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,2	–	–	–	–	6,4	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.131	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Мариник с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×8	–	–	–	–	16	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.132	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,13	–	–	–	–	0,26	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.32.2.572	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Мариниск устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.32.2.573	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка; – АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.32.2.574	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Иверка устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариниск с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.32.2.575	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.32.2.220	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Занскитимская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Занскитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; – АОПО ВЛ 110 кВ Занскитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.32.2.221	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Занскитимская устройств: – АОПО АТ-1-125; – АОПО АТ-2-125	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.32.1.222	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Толевая с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.93.1.576	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой трансформатора Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	Мвар	–	2×26	–	–	–	–	–	52	2025	
				ПС	ПАО «Россети»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	25	2025	
23.93.1.580	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50		
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	52		
25.93.1.223	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 ориентировочной протяженностью 100 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	100	–	–	–	–	–	–	100	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.4.93.1.581	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	2025	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.4.1.224	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПС	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.4.1.225	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
						220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	
23.4.1.596	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпайки на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.2.598	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каптан тяговая с отпайками (С-26)	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.2.599	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.600	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.134	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Горюховская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.4.1.135	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.4.1.226	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солониха с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.4.1.602	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Геологическая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.4.1.136	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×10	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.4.1.604	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.2.605	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Каштан тяговая устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.606	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	ПС	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.607	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.608	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	17,3	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.609	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	22,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.610	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	ПС	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.611	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	ПС	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.612	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.613	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.4.1.614	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.615	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.616	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.137	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошуринково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	1,84	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.138	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	12	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.139	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорokino тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	7,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.140	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумова тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	2,83	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.50.1.227	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×167+167	–	–	501+167	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	4×180	–	–	720	–	
25.50.1.1.228	Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	Новосибирская область, Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	428	–	–	428	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.50.52.1.229	Новосибирской области, Омской области	Новосибирская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	371	–	–	371	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.50.1.230	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,5	–	–	1,5	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.50.1.617	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «Электро-магистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2024	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.50.1.231	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Верх-Ирмень с заменой трансформатора 2Т-6,3 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.50.1.619	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сокол с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2028	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.50.1.232	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Дергаусово с заменой трансформаторов 1Т-10 110/35/10 кВ и 2Т-10 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.50.2.622	Новосибирской области	Новосибирская область	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками	РЗА	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.52.1.625	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	3×180+2×60	–	–	540+120	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.52.1.626	Омской области	Омская область	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.1.1.627	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180+60	–	–	360+60	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.84.1.233	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Манжерокская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.84.1.629	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Эликманарская	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.84.1.234	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета ориентировочной протяженностью 14,89 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	14,89	–	–	–	–	–	–	14,89	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.84.1.235	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ВЛ 110 кВ Чергинская – Эликманарская (ВЛ ЧЕ-73) ориентировочной протяженностью 39,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	39,5	–	–	–	–	39,5	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.84.1.236	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 1,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.84.2.237	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Создание на ПС 110 кВ Сигнал устройства АОПО ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164)	РЗА	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.1.2.238	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Создание на ПС 110 кВ Смоленская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская I цепь с отпайками (ВЛ СС-107); – АОПО ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская II цепь с отпайками (ВЛ СС-108)	РЗА	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.84.2.239	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Создание на ПС 110 кВ Майминская устройства АОПО СВ-110	РЗА	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.1.2.240	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Создание на ПС 110 кВ Заречная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – Сростинская с отпайками (ВЛ ЗС-136); – АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137)	РЗА	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.1.1.631	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2028 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.1.1.632	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,085	–	–	–	–	–	–	0,17	2028 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.1.1.241	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Быстрика с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.1.1.144	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волчихинская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.1.1.633	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Предгорная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.1:50.1.148	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПС, РЗА	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электро-магистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	2028 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.81.1.637	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.81.1.638	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	235,836	–	–	–	–	–	–	235,836	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.81.1.242	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Бурводстрой с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.81.1.243	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Березовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.81.1.244	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Зун-Мурино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.81.1.245	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Иволга с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.81.1.641	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.81.1.246	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Энергетик с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.81.1.247	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Эрхирис с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.81.1.642	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.95.1.643	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 500 кВ Озаришенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×267	–	–	–	–	–	–	801	2024	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.95.1.150	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамжа на ПС 220 кВ Нанчул ориентировочной протяженностью 25,30 км и 25,39 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	25,30 25,39	–	–	–	–	50,69	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.95.1.248	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Белоярская с заменой трансформатора 1Т 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ООО «КСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.95.1.249	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская-2 с заменой трансформатора 1Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ООО «КСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.250	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Полднее с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.95.1.644	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.251	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Элеваторная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.95.1.645	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.252	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.2.253	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.95.2.254	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 220 кВ Тум устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2-я синхронная зона ЕЭС России																	
ОЭС Востока																	
23.10.1.647	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	279,572	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	360		
23.10.1.648	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60		
23.10.1.649	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	3,179	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.10.1.650	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	0,586	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.10.1.651	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	1,470	–	–	–	–	–	–	1,47	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.10.1.652	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.10.1.653	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	1,281	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.10.1.153	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Невельская ⁴⁾	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			2024-2030
24.10.1.154	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,2 2	–	–	–	3,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.155	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хоргочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,1 2,6	–	–	–	3,7	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.156	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	11,2	–	–	–	11,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.157	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	Амурская область, Республика Саха (Якутия)	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×193	–	–	–	386	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.158	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	163	–	–	–	163	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.159	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ⁴⁾	ПС	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.160	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юкалки на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.161	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая ⁴⁾	ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	104			
23.10.1.655	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.10.1.163	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перепада ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	2028	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2,249	–	–	2,249		
23.5.1.660	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	455,093	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.661	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+ 167	–	–	–	–	–	–	501+167	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60		

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
23.5.1.662	Приморского края	Приморский край	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.663	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	2,735	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.664	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 7,204 км и 7,254 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	7,204 7,254	–	–	–	–	–	–	14,458	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.5.1.164	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	25	–	Реновация основных фондов
23.5.1.668	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/г – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	–	16,96	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.669	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/г с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/г – Западная с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.670	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.
			Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/г – Западная с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.672	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1,722 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	1,722	–	–	–	–	–	–	1,722	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.674	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.676	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/г с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.677	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
24.5.1.165	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Междуречье с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.255	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.256	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Троица с заменой Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.257	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Улисс с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.258	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Чайка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.259	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ ЛРЗ с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.5.2.166	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	РЗА	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.5.2.167	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	РЗА	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.98.1.686	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.98.1.687	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.98.1.688	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой БСК 110 кВ мощностью 27 Мвар	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×27	–	–	–	–	–	–	27	2025	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.98.1.260	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Кураха ориентировочной протяженностью 265 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	265	–	–	–	265	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.98.1.261	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.98.1.168	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			2024–2030
24.98.1.169	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
24.98.1.170	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
24.98.1.171	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,26	–	–	–	–	0,26	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
24.98.1.172	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
23.98.1.691	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.98.1.692	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.98.1.174	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.98.1.262	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Борогонцы с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.98.2.696	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				РЗА	ООО «ЯЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2024		
				РЗА	ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2024		
				РЗА	ООО «ЯГК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–		
23.8.1.718	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир-2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	250	–	Реновация основных фондов	
24.99.1.175	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Еврейская автономная область	Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с заменой автотрансформаторов 1АТ и 2АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и 3АТ 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на два автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый и трансформаторов 1Т и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 1,36 км	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	–	2×125	250	–	Реновация основных фондов
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	1,36	1,36		
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×63	126		
23.8.1.719	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	2025	Реновация основных фондов

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.8.1.263	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край, Еврейская автономная область	Строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская ориентировочной протяженностью 365 км ⁷⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	365	365	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.8.1.264	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (при однофазных автотрансформаторах мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА ⁷⁾	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167+167	501+167	–	
24.8.1.176	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оуэнз/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (перестройство / вынос / замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (перестройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	433,5	–	–	–	–	433,5	2026	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	6×25	–	–	–	–	150	2026	
24.8.1.180	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,082 0,075	–	–	–	–	0,157	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.181	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	4,75 4,779	–	–	–	–	9,529	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.182	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА ⁴⁾	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.183	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяженностью 5 км каждый ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	10	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.185	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,959 1,036	–	–	–	–	1,995	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.186	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,725 км и 0,731 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,725 0,731	–	–	–	–	1,456	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.187	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,886 1,725	–	–	–	–	3,611	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.188	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.189	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404 ⁴⁾	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	7,567 7,404	–	–	–	–	14,971	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.8.1.720	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 110 кВ АК с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.8.1.265	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой трансформатора ТТ 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.8.1.722	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция Амурской ТЭЦ-1 с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	АО «ДГК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.190	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259), ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
<i>Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы</i>																	
25.30.1.266	Камчатского края	Камчатский край	Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 ориентировочной протяженностью 60 км	ЛЭП	ПАО «Камчатскэнерго»	220	км	–	–	–	–	–	–	60	60	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.267	Камчатского края	Камчатский край	Реконструкция Мутновской ГеоЭС-1 с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.268	Камчатского края	Камчатский край	Реконструкция Толмачевской ГЭС-3 со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	–	–	1×63	63	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.269	Камчатского края	Камчатский край	Реконструкция ПС 220 кВ Авача с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	–	–	1×63	63	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.270	Камчатского края	Камчатский край	Строительство ПС 110 кВ Туидровая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.271	Камчатского края	Камчатский край	Строительство отпаса от ВЛ-112 Туидровая и ВЛ-113 ТЭЦ-2 – КСИ до ПС 110 кВ Туидровая ориентировочной протяженностью 0,067 км и 0,2 км	ЛЭП	ПАО «Камчатскэнерго»	110	км	–	–	0,067 0,2	–	–	–	–	0,267	–	
25.44.1.273	Магаданской области	Магаданская область	Реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Магаданэнерго»	35	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	2025	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.64.1.273	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Петропавловская с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	4	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.64.1.274	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.64.1.275	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Городская с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.64.1.276	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Тамбовка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	4	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.64.1.277	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25.64.1.278	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Соловьевка с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.64.1.279	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Лесная с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	2×4	–	–	–	–	–	8	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.4.1.280	Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	Красноярский край	Реконструкция Норильской ТЭЦ-3 с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	АО «НТЭК»	110	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.4.2.281	Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	Красноярский край	Создание на Норильской ТЭЦ-3 устройств: – АОПО 1Т; – АОПО 2Т	РЗА	АО «НТЭК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.77.1.282	Чукотского автономного округа	Чукотский автономный округ	Строительство ВЛ 110 кВ Певек – Билибино ориентировочной протяженностью 490 км	ЛЭП	АО «Чукотэнерго»	110	км	–	490	–	–	–	–	–	490	2024	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р
Сводные показатели объема инвестиций в развитие электрических сетей за период 2024-2030 годов (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)																	
1-я синхронная зона								1 339 526,34									
ОЭС Северо-Запада								43 518,40									
ОЭС Центра								286 095,63									
ОЭС Юга								345 659,23									
ОЭС Средней Волги								8 770,41									
ОЭС Урала								102 750,33									
ОЭС Сибири								552 732,34									
2-я синхронная зона								352 243,24									
ОЭС Востока								352 243,24									
Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы								20 167,71									
Чукотского автономного округа								4 491,24									
Сахалинской области								1 562,13									
Магаданской области								77,01									
Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края								1 502,42									
Камчатского края								12 534,91									

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание
								2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

4 ⁴⁾ Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления, соответственно, платы за технологическое присоединение. Определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.

5 ⁵⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

6 ⁶⁾ Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

7 ⁷⁾ Мероприятие является альтернативой строительства новых генерирующих объектов для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области за КС "Хабаровск – Комсомольск" на территории технологически необходимой генерации ОЭС Востока.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 5

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

ПОКАЗАТЕЛИ

балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) зон надежности ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем на 2025–2030 годы

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 10021 – Тюменская область (северная часть), Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (южная часть)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10022 – Свердловская область (восточная часть), Тюменская область (южная часть)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10031 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Ноябрьский энергорайон)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10032 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Северный энергорайон)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10033 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Уренгой)	0,9994	0,9994	0,9995	0,9982	0,9989	0,9985
Зона № 10034 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Салехард)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10041 – Пермский край (северная часть)	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10042 – Свердловская область (Серово-Богословский энергорайон)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10050 – Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (Нижневартовский энергорайон)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10081 – Кировская область	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 10082 – Пермский край (центральная часть)	0,9997	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 10083 – Курганская область (северо-западная часть), Свердловская область (центральная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10084 – Республика Башкортостан (р-н Кармановской ГРЭС), Пермский край (южная часть), Удмуртская Республика	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9996
Зона № 10085 – Республика Башкортостан (центральная часть)	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 10086 – Оренбургская область (центральная часть)	0,9998	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10087 – Республика Башкортостан (восточная часть), Оренбургская область (восточная часть), Челябинская область (южная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 10089 – Курганская область (западная часть), Челябинская область (центральная часть)	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 100810 – Курганская область (центральная часть)	0,9995	0,9995	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 20011 – Самарская область, Ульяновская область (северо-восточная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 20012 – Самарская область (юго-западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 20020 – Саратовская область (восточная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996
Зона № 20030 – Саратовская область (западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9996
Зона № 20040 – Пензенская область, Ульяновская область (западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 20051 – Нижегородская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20052 – Республика Мордовия, Нижегородская область (северная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 20061 – Чувашская Республика – Чувашия, Республика Татарстан (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20062 – Республика Марий Эл, Республика Татарстан (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20081 – Республика Татарстан (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20082 – Республика Татарстан (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 20083 – Республика Татарстан (Елабуга)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 30011 – Республика Дагестан (южная часть)	0,9995	0,9992	0,9990	0,9977	0,9964	0,9973

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 30012 – Республика Дагестан (северная часть)	0,9996	0,9996	0,9996	0,9985	0,9980	0,9987
Зона № 30021 – Ставропольский край (западная часть)	0,9996	0,9995	0,9996	0,9986	0,9980	0,9988
Зона № 30022 – Ставропольский край (юго-восточная часть), Кабардино-Балкарская Республика, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Калмыкия (юго-восточная часть)	0,9996	0,9995	0,9996	0,9984	0,9980	0,9987
Зона № 30031 – Краснодарский край (центральная часть)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9664	0,9888	0,9870
Зона № 30032 – Краснодарский край (юго-западная часть)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9664	0,9888	0,9870
Зона № 30033 – Республика Адыгея, Краснодарский край (восточная часть)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9664	0,9888	0,9870
Зона № 30034 – Краснодарский край (Сочи)	0,9164	0,9286	0,9207	0,9199	0,8886	0,8754
Зона № 30035 – Краснодарский край (северная часть)	0,9974	0,9962	0,9962	0,9965	0,9974	0,9977
Зона № 30036 – Краснодарский край (Тамань)	0,9758	0,9736	0,9758	0,9663	0,9888	0,9870
Зона № 30041 – Ростовская область (юго-восточная часть), Республика Калмыкия (западная часть)	0,9974	0,9969	0,9974	0,9968	0,9975	0,9978
Зона № 30042 – Ростовская область (северо-западная часть)	0,9973	0,9962	0,9961	0,9968	0,9975	0,9977
Зона № 30050 – Волгоградская область	0,9997	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998
Зона № 30060 – Астраханская область, Республика Калмыкия (северо-восточная часть)	0,9235	0,9088	0,8924	0,9999	0,9999	0,9998
Зона № 30071 – Республика Северная Осетия – Алания, Республика Ингушетия, Чеченская Республика (западная часть)	0,9996	0,9995	0,9996	0,9986	0,9980	0,9987
Зона № 30072 – Чеченская Республика	0,9996	0,9996	0,9996	0,9985	0,9980	0,9987
Зона № 30081 – Республика Крым (западная часть), г. Севастополь	0,9638	0,9436	0,9228	0,9025	0,9748	0,9683
Зона № 30082 – Республика Крым (восточная часть)	0,9755	0,9681	0,9658	0,9531	0,9836	0,9785
Зона № 40011 – Мурманская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40012 – Мурманская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40013 – Мурманская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40021 – Республика Карелия (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40022 – Республика Карелия (южная часть)	0,9998	0,9996	0,9998	0,9999	0,9998	0,9992
Зона № 40023 – Республика Карелия (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40031 – Ленинградская область, г. Санкт-Петербург, Псковская область	0,9998	0,9996	0,9998	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 40032 – Новгородская область	0,9997	0,9993	0,9996	0,9997	0,9996	0,9991
Зона № 40070 – Калининградская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40081 – Архангельская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40082 – Архангельская область (южная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 40091 – Республика Коми (южная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 40092 – Республика Коми (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40093 – Республика Коми (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50101 – Московская область, г. Москва (северная часть без Загорской ГАЭС)	0,9990	0,9993	0,9995	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 50102 – Загорская ГАЭС	0,9993	0,9996	0,9998	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 50103 – Московская область, г. Москва (южная часть)	0,9987	0,9993	0,9995	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 50104 – Калужская область (северная часть)	0,9984	0,9993	0,9995	0,9998	0,9998	0,9993
Зона № 50161 – Ярославская область (западная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50162 – Ярославская область (восточная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50163 – Костромская область, Ивановская область, Ярославская область (южная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50164 – Владимирская область	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50170 – Тверская область (без южной части)	0,9994	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9994
Зона № 50180 – Смоленская область, Тверская область (южная часть)	0,9996	0,9994	0,9997	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 50191 – Брянская область	0,9966	0,9990	0,9991	0,9998	0,9997	0,9993
Зона № 50192 – Орловская область (без восточной части)	0,9974	0,9995	0,9996	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 50200 – Тверская область (Калининская АЭС)	0,9995	0,9995	0,9997	0,9999	0,9998	0,9993
Зона № 50230 – Курская область, Белгородская область (западная часть)	0,9967	0,9992	0,9995	0,9999	0,9998	0,9995
Зона № 50240 – Липецкая область, Тамбовская область, Орловская область (восточная часть)	0,9978	0,9995	0,9996	0,9999	0,9998	0,9995

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 50260 – Воронежская область, Белгородская область (восточная часть)	0,9973	0,9993	0,9996	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50272 – Белгородская область (северная часть)	0,9968	0,9992	0,9995	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50291 – Вологодская область (восточная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50292 – Вологодская область (западная часть)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50293 – Вологодская область (Вологодский энергоузел)	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9994
Зона № 50311 – Калужская область, Тульская область (Черепетская ГРЭС)	0,9969	0,9991	0,9991	0,9998	0,9997	0,9992
Зона № 50312 – Тульская область (кроме Черепетской ГРЭС)	0,9971	0,9990	0,9991	0,9998	0,9997	0,9992
Зона № 50313 – Рязанская область	0,9984	0,9997	0,9997	0,9999	0,9999	0,9998
Зона № 100002 – Иркутская область (южная часть)	0,9881	0,9615	0,9361	0,8888	0,9985	0,9981
Зона № 100003 – Кемеровская область – Кузбасс	0,9990	0,9971	0,9967	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100004 – Томская область	0,9990	0,9971	0,9967	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100007 – Омская область	0,9995	0,9994	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100011 – Красноярский край (Красноярск)	0,9990	0,9964	0,9936	0,9857	0,9985	0,9981
Зона № 100012 – Красноярский край (восточная часть)	0,9990	0,9964	0,9936	0,9854	0,9985	0,9981
Зона № 100051 – Красноярский край (Назаровский энергорайон)	0,9990	0,9972	0,9958	0,9969	0,9987	0,9983
Зона № 100052 – Красноярский край (северная часть)	0,9990	0,9964	0,9935	0,9834	0,9985	0,9981
Зона № 100053 – Красноярский край (Ванкорский энергорайон)	0,9994	0,9994	0,9993	0,9960	0,9980	0,9976
Зона № 100061 – Новосибирская область	0,9990	0,9969	0,9967	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100062 – Республика Алтай, Алтайский край	0,9990	0,9971	0,9967	0,9968	0,9985	0,9981
Зона № 100081 – Республика Бурятия, Иркутская область и Забайкальский край (северо-байкальский участок БАМ)	0,9960	0,9745	0,9592	0,8961	0,9921	0,9957
Зона № 100082 – Иркутская область (восточная часть)	0,9958	0,9744	0,9557	0,7790	0,9275	0,9652
Зона № 100090 – Красноярский край (южная часть), Республика Хакасия	0,9990	0,9971	0,9963	0,9972	0,9991	0,9989
Зона № 100101 – Республика Бурятия (южная часть)	0,9856	0,9277	0,7794	0,8347	0,9020	0,9620
Зона № 100102 – Забайкальский край (западная часть)	0,9856	0,9277	0,7785	0,8346	0,8999	0,9617
Зона № 100103 – Забайкальский край (юго-восточная часть)	0,9844	0,9257	0,7771	0,8239	0,8944	0,9616
Зона № 100110 – Республика Тыва	0,9990	0,9971	0,9963	0,9966	0,9985	0,9981
Зона № 100120 – Иркутская область (северная часть)	0,9960	0,9745	0,9592	0,9398	0,9985	0,9981
Зона № 100130 – Иркутская область (Братск)	0,9960	0,9745	0,9592	0,9381	0,9985	0,9981
Зона № 100160 – Иркутская область (северо-восточная часть)	0,9958	0,9744	0,9557	0,7828	0,9532	0,9682
Зона № 110010 – Приморский край (без Приморской ГРЭС)	0,8546	0,7693	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110021 – Хабаровский край (южная часть), Приморский край (Приморская ГРЭС)	0,8546	0,7693	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110022 – Хабаровский край (северная часть), Еврейская автономная область	0,8598	0,7694	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110023 – Хабаровский край (восточная часть)	0,8599	0,7694	0,8060	0,7536	0,6757	0,6890
Зона № 110031 – Амурская область (южная часть)	0,8626	0,7876	0,8610	0,8379	0,8776	0,9616
Зона № 110032 – Амурская область (западная часть)	0,8626	0,7495	0,8609	0,8395	0,8904	0,9616
Зона № 110033 – Амурская область (центральная часть)	0,8626	0,7876	0,8610	0,8396	0,8904	0,9616
Зона № 110041 – Республика Саха (Якутия) (южная часть)	0,8036	0,7495	0,8609	0,8369	0,8904	0,9615
Зона № 110045 – Республика Саха (Якутия) (западная часть)	0,8823	0,8395	0,8949	0,9988	0,9998	0,9998
Зона № 110046 – Республика Саха (Якутия) (северо-западная часть)	0,9998	0,9999	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999
Зона № 110047 – Республика Саха (Якутия) (центральная часть)	0,7127	0,7210	0,8454	0,7337	0,7793	0,8256
Зона № 110048 – Республика Саха (Якутия) (г. Якутск)	0,7127	0,7210	0,8454	0,7337	0,7793	0,8256
Зона № 116200 – Чукотский автономный округ (Анадырский энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 116401 – Чукотский автономный округ (Чаунский энергорайон)	0,9982	0,9989	0,9980	0,9969	0,9960	0,9960
Зона № 116402 – Чукотский автономный округ (Билибинский энергорайон)	0,9976	0,9989	0,9980	0,9969	0,9960	0,9960
Зона № 116150 – Сахалинская область (Центральный энергорайон)	0,7662	0,4980	0,3624	0,3138	0,3045	0,2985
Зона № 116910 – Камчатский край (Центральный энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 112001 – Магаданская область (кроме Южного энергорайона)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 112002 – Магаданская область (Южный энергорайон)	0,9973	0,9969	0,9966	0,9964	0,9962	0,9961
Зона № 110171 – Таймырский Долгано-Ненецкий автономный округ Красноярского края (Южный энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 110172 – Таймырский Долгано-Ненецкий автономный округ Красноярского края (Северный энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999

ПРИЛОЖЕНИЕ № 6

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

ПРОГНОЗНЫЕ ОБЪЕМЫ
капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов по производству электрической энергии в целом по ЕЭС России,
по синхронным зонам и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам

(в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
1-я синхронная зона ЕЭС России	453565	638823	511423	668594	690753	307375	96153	3366684
2-я синхронная зона ЕЭС России	135647	302697	352841	165203	78355	48893	0	1083636
Итого по ЕЭС России	589213	941520	864264	833796	769107	356268	96153	4450320
ТИТЭС	19125	0	0	0	0	0	0	19125
Итого по ЭЭС России	608337	941520	864264	833796	769107	356268	96153	4469445

ПРИЛОЖЕНИЕ № 7

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

ПРОГНОЗНЫЕ ОБЪЕМЫ
капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет
110 кВ и выше в целом по ЕЭС России и по территориям субъектов Российской Федерации и 35 кВ и выше в технологически изолированных территориальных
электроэнергетических системах

(в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Архангельская область	209	225	237	0	0	0	0	672
Ненецкий автономный округ	0	0	0	0	0	0	0	0
г. Санкт-Петербург	537	1 017	942	0	0	0	0	2496
Ленинградская область	5 831	3 622	1 652	2 870	0	0	0	13975
Калининградская область	146	782	382	12	0	0	0	1323
Мурманская область	4 842	4 211	4 200	4 190	0	0	0	17443
Новгородская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Псковская область	96	104	109	0	0	0	0	309
Республика Карелия	880	2 201	2 117	795	0	0	0	5993
Республика Коми	0	55	71	1 182	0	0	0	1308
Белгородская область	2260	1166	561	0	3166	0	0	7154
Брянская область	0	15	21	910	0	0	0	946
Владимирская область	118	127	134	0	0	0	0	378
Вологодская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Воронежская область	41	677	1020	281	0	0	0	2019
г. Москва	4023	15548	12231	16557	12887	12809	13255	87309
Московская область	13879	15781	20574	17361	13359	10565	9507	101026
Ивановская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Калужская область	435	2752	2910	3370	3505	2738	2847	18557
Костромская область	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Курская область	2915	3454	2534	2773	7260	3000	3120	25055
Липецкая область	106	114	128	0	0	0	0	348
Орловская область	0	2305	2463	2534	2635	2740	2850	15527
Рязанская область	17	473	0	0	0	0	0	490
Смоленская область	24	649	436	378	67	0	0	1554
Тамбовская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Тверская область	118	127	133	0	0	0	0	378
Тульская область	763	3300	3858	4028	4189	4356	3064	23557
Ярославская область	113	539	569	515	62	0	0	1798
Астраханская область	157	6370	7456	7553	7955	7566	7629	44687
Волгоградская область	1847	1315	3867	3376	929	966	1005	13305
Кабардино-Балкарская Республика	1038	818	861	44	46	48	0	2854
Карачаево-Черкесская Республика	0	0	0	0	0	0	0	0
Республика Адыгея	4513	3476	3189	0	0	1467	0	12645
Краснодарский край	35411	44479	51902	11400	10862	8436	0	162490
Республика Дагестан	5978	7444	8597	1367	339	408	0	24134
Республика Ингушетия	260	280	295	0	0	0	0	834
Республика Калмыкия	159	240	1308	938	1500	1486	0	5630
Республика Крым	7869	12949	8991	1706	0	0	0	31515
г. Севастополь	3635	6364	3547	3375	0	0	0	16921
Республика Северная Осетия – Алания	55	59	62	0	0	0	0	176
Ростовская область	2501	2759	3605	4271	1674	1741	0	16551
Ставропольский край	203	75	85	42	99	1219	252	1975
Чеченская Республика	1961	1657	2518	1860	1934	2012	0	11942
Нижегородская область	607	2 924	3 264	0	0	0	0	6796
Пензенская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Республика Марий Эл	0	0	0	0	0	0	0	0
Республика Мордовия	0	0	0	0	0	0	0	0
Республика Татарстан	1 179	388	408	0	0	0	0	1975
Самарская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Саратовская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Ульяновская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Чувашская Республика – Чувашия	0	0	0	0	0	0	0	0
Кировская область	4	135	224	538	0	0	0	901
Курганская область	83	89	0	0	0	0	0	172
Оренбургская область	73	79	83	0	0	0	0	234
Пермский край	291	102	903	2266	0	0	0	3562
Республика Башкортостан	0	0	0	0	0	0	0	0
Свердловская область	677	1759	3792	192	481	0	0	6901

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Тюменская область	1786	13800	13947	13919	12531	0	0	55984
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	613	602	610	827	232	0	0	2885
Ямало-Ненецкий автономный округ	0	4455	4691	4898	5094	5297	0	24435
Удмуртская Республика	127	55	0	0	0	0	0	183
Челябинская область	221	2287	2408	2252	12	155	161	7494
Забайкальский край	5427	1296	1275	6227	8193	6108	1683	30207
Иркутская область	8991	29305	38507	34284	30025	30881	31459	203451
Кемеровская область – Кузбасс	1113	1470	1155	0	0	0	0	3739
Красноярский край	4198	23081	17695	17116	17165	17852	18566	115673
Республика Тыва	2986	5723	6110	3262	0	0	0	18082
Новосибирская область	549	12552	13119	13492	14163	21	0	53896
Омская область	4	9247	11209	12179	12443	34	0	45115
Республика Алтай	386	852	887	553	0	0	0	2679
Алтайский край	111	8884	10600	11319	11894	0	0	42809
Республика Бурятия	8462	7059	3935	2094	4404	1474	1029	28458
Республика Хакасия	2574	4907	1077	67	0	0	0	8625
Томская область	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>1-я синхронная зона ЕЭС России</i>	<i>143402</i>	<i>278581</i>	<i>289462</i>	<i>219173</i>	<i>189104</i>	<i>123379</i>	<i>96426</i>	<i>1339526</i>
Амурская область	17162	10751	18066	26653	4042	4926	788	82390
Приморский край	28465	23401	24798	7283	0	0	0	83947
Республика Саха (Якутия)	3119	2107	7300	17745	12650	0	0	42921
Хабаровский край	22292	19285	19270	19191	16319	11698	12166	120221
Еврейская автономная область	20	3730	1271	1327	9077	4381	2960	22765
<i>2-я синхронная зона ЕЭС России</i>	<i>71058</i>	<i>59274</i>	<i>70705</i>	<i>72199</i>	<i>42088</i>	<i>21005</i>	<i>15915</i>	<i>352243</i>
<i>Итого по ЕЭС России</i>	<i>214460</i>	<i>337855</i>	<i>360167</i>	<i>291372</i>	<i>231191</i>	<i>144384</i>	<i>112340</i>	<i>1691770</i>
Чукотский автономный округ ¹⁾	4491	0	0	0	0	0	0	4491
Сахалинская область ²⁾	348	628	587	0	0	0	0	1562
Магаданская область ³⁾	33	44	0	0	0	0	0	77
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, Туруханский район и городской округ г. Норильск Красноярского края ⁴⁾	459	523	521	0	0	0	0	1502
Камчатский край ⁵⁾	483	911	959	2063	2601	2705	2813	12535
<i>Итого по ТИТЭС</i>	<i>5814</i>	<i>2106</i>	<i>2067</i>	<i>2063</i>	<i>2601</i>	<i>2705</i>	<i>2813</i>	<i>20168</i>

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
<i>Итого по ЭЭС России</i>	<i>220274</i>	<i>339961</i>	<i>362234</i>	<i>293435</i>	<i>233792</i>	<i>147088</i>	<i>115153</i>	<i>1711937</i>

Примечания

1 ¹⁾ Технологически изолированная электроэнергетическая система Чукотского автономного округа включает Чаун-Билибинский энергорайон и Анадырский энергорайон. В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС):

– к Чаун-Билибинскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территориях Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства;

– к Анадырскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

2 ²⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Сахалинской области относится совокупность расположенных на территориях г. Южно-Сахалинска, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

3 ³⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Магаданской области относится совокупность расположенных на территориях г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая, и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

4 ⁴⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края относится совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

5 ⁵⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Камчатского края относится совокупность расположенных на территории Елизовского и Усть-Болыперецкого районов Камчатского края Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Мутновской ГеоЭС-1, Толмачевской ГЭС-1, Толмачевской ГЭС-2, Толмачевской ГЭС-3 и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 8

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

РЕЗУЛЬТАТЫ

оценки тарифных последствий реализации технических решений схемы и программы в магистральной и распределительных сетях по субъектам Российской Федерации и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
ЕНЭС	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	427	535	588	586	596	600	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	339	372	402	419	435	453	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	88	163	186	167	161	147	
	Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,72	0,89	0,97	0,96	0,97	0,98	
	Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,57	0,62	0,66	0,69	0,71	0,74	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,15	0,27	0,31	0,27	0,26	0,24	
Архангельская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,8	12,5	13,3	13,6	13,9	14,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	11,8	12,9	13,7	14,3	14,8	15,4	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,02	-0,4	-0,4	-0,7	-0,9	-1,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,7	3,9	4,0	4,1	4,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,8	4,0	4,2	4,3	4,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,005	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	

[illegible]

[illegible]

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Владимирская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	15,2	16,5	17,3	17,8	18,3	18,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	16	17,4	18,4	19,2	19,8	20,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,8	-0,9	-1,1	-1,4	-1,5	-1,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,1	3,3	3,3	3,4	3,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	
Вологодская область ³⁾	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Воронежская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	22,8	25,1	26,6	26,8	27,2	27,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	22,7	25	26,9	28,4	29,9	31,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,1	0,1	-0,3	-1,6	-2,7	-3,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,62	2,86	2,98	2,95	2,96	2,96	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,61	2,84	3	3,13	3,25	3,37	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	0,02	-0,02	-0,18	-0,29	-0,41	
г. Москва	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	136,7	141,1	136,7	135,4	135,9	134,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	128,1	143,6	153,8	162,7	169,8	177,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,6	-2,5	-17,1	-27,3	-33,9	-43,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,1	2,9	2,9	2,8	2,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,1	3,3	3,4	3,6	3,7	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	-0,1	-0,4	-0,6	-0,7	-0,9	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Московская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	140,2	157,1	158,3	159,4	164,9	164,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	131,5	147,6	158,4	167,8	175,4	183,7	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,8	9,6	-0,1	-8,4	-10,4	-18,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,98	3,26	3,23	3,2	3,28	3,25	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,79	3,06	3,23	3,36	3,49	3,62	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,2	-0,001	-0,2	-0,2	-0,4	
Ивановская область ³⁾	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Калужская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	15,3	16,4	17,3	17,7	18,3	18,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	15,5	17,1	17,6	18,5	19,5	20,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,2	-0,7	-0,3	-0,8	-1,2	-1,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,3	3,6	3,6	3,7	3,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,2	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,1	-0,06	-0,2	-0,3	-0,4	
Костромская область ³⁾	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Курская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,2	12	12,6	13,2	13,7	14,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	11,9	13,2	14,4	15,9	17	17,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,7	-1,2	-1,8	-2,7	-3,3	-3,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,4	3,5	3,5	3,5	3,6	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4	4,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,4	-0,5	-0,7	-0,9	-0,9	

[illegible]

[illegible]

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Республика Адыгея и Краснодарский край ¹⁾	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	134,4	148,5	125,8	116,2	110,7	109,8	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	84,2	94,2	101,7	108,5	114,0	120,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	50,2	54,3	24,1	7,7	-3,3	-10,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,9	6,4	5,3	4,8	4,5	4,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	4,0	4,3	4,4	4,6	4,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	2,2	2,3	1,0	0,3	-0,1	-0,4	
Республика Дагестан	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	30,8	34,1	49,2	49,3	48,2	44,9	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	16,7	18,7	20,3	21,6	22,7	24,0	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	14,1	15,4	28,9	27,7	25,5	20,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,5	4,9	6,9	6,8	6,6	6,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	2,1	2,2	4,1	3,8	3,5	2,8	
Республика Ингушетия	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	2,6	2,6	2,8	2,7	2,6	2,5	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	2,4	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,2	-0,1	0,00	-0,2	-0,4	-0,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,2	3,4	3,2	3,1	3,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	-0,05	0,1	-0,3	-0,5	-0,8	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Республика Калмыкия и Ростовская область ¹⁾	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	49,9	53,9	56,9	57,0	58,2	59,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	48,2	53,0	56,2	59,0	61,3	64,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	0,9	0,7	-2,0	-3,1	-5,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,6	3,8	4,0	4,0	4,1	4,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,04	0,04	-0,1	-0,2	-0,3	
Республика Крым	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	19,7	24,1	23,7	23,6	23,5	23,5	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	18,0	20,9	22,8	24,4	25,8	27,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	3,2	0,9	-0,8	-2,4	-4,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,8	3,7	3,5	3,5	3,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,3	3,5	3,7	3,8	4,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,3	0,5	0,1	-0,1	-0,4	-0,6	
г. Севастополь	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	5,8	7,6	7,5	7,4	7,3	7,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	4,3	4,9	5,4	5,7	6,0	6,4	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,5	2,7	2,1	1,7	1,3	0,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,8	4,7	4,5	4,4	4,2	4,2	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,0	1,7	1,3	1,0	0,7	0,5	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Республика Северная Осетия – Алания	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	7,8	7,6	7,8	7,7	7,7	7,7	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	5,8	6,5	6,9	7,3	7,6	8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2	1,1	0,9	0,4	0,10	-0,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,5	5,3	5,4	5,3	5,2	5,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,2	4,5	4,8	5,0	5,2	5,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,4	0,8	0,6	0,3	0,02	-0,2	
Ставропольский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	22,3	23,4	24,2	25,6	28,1	30,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	20,8	23,0	24,5	25,8	26,9	28,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,5	0,4	-0,3	-0,2	1,2	2,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,2	3,3	3,4	3,5	3,9	4,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,1	-0,04	-0,02	0,2	0,3	
Чеченская Республика	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	9,5	11,0	11,3	10,7	10,3	10,0	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	6,3	7,0	7,5	8,0	8,4	8,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,2	4,0	3,8	2,7	1,9	1,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,6	4,0	4,1	3,8	3,6	3,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,2	1,5	1,4	1,0	0,7	0,4	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Оренбургская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	20,5	21,8	22,6	22,7	22,9	23,0	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	20,2	22,2	23,5	24,6	25,4	26,4	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-0,4	-0,9	-1,9	-2,5	-3,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	-0,04	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	
Пермский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	34,2	36,6	38,5	38,2	38,4	38,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	32,9	36,1	38,6	40,7	42,3	44,0	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,3	0,5	-0,1	-2,5	-3,9	-5,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,3	2,5	2,6	2,6	2,7	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,03	-0,01	-0,2	-0,2	-0,3	
Республика Башкортостан ³⁾	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Свердловская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	58,2	64,1	67,6	68,7	69,9	71,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	57,4	63,9	68,5	71,9	74,8	77,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,8	0,2	-0,9	-3,2	-4,9	-6,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	0,01	-0,04	-0,1	-0,2	-0,3	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ и Курганская область ¹⁾	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	138,3	151,2	155,4	158,4	162,7	166,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	136,4	150,5	159,8	167,9	174,6	181,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,0	0,7	-4,4	-9,5	-11,9	-15,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	0,01	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	
Удмуртская Республика	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	16,4	17,3	18,0	18,5	18,9	19,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	17,5	19,5	20,7	21,8	22,6	23,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,1	-2,2	-2,7	-3,3	-3,7	-4,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,5	2,7	2,8	2,9	3,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	
Челябинская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	32,7	35,4	37,7	37,7	38,4	38,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	32,2	36,1	38,1	40,0	41,4	42,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	-0,7	-0,4	-2,3	-3,0	-4,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	-0,04	-0,02	-0,1	-0,2	-0,2	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Забайкальский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	8,4	9,3	9,6	9,8	9,6	9,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	7,6	8,9	10,1	10,5	11	11,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,8	0,4	-0,5	-0,7	-1,4	-2,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,4	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	
Кемеровская область – Кузбасс ³⁾	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Красноярский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	31,0	32,9	34,0	34,1	34,2	34,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	26,5	29,6	31,8	33,4	34,5	35,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	4,5	3,3	2,2	0,7	-0,3	-1,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,4	0,3	0,2	0,1	-0,02	-0,1	
Республика Тыва и Иркутская область ¹⁾	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	45,8	59,1	59,9	57,0	55,6	56,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	45,9	51,7	56,5	60,2	63,3	66,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,10	7,4	3,4	-3,2	-7,7	-10,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,00	0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,2	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Новосибирская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	24,3	26,0	27,0	27,2	27,4	27,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	24,0	27,7	30,5	32,2	33,6	35,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-1,7	-3,5	-5,0	-6,2	-7,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,2	2,3	2,3	2,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,02	-0,1	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	
Омская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	15,0	15,8	16,2	16,6	16,1	16,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,9	18,0	20,9	24,1	26,6	28,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,1	-2,2	-4,7	-7,5	-10,5	-12,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,6	3,0	3,5	3,8	4,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	-0,3	-0,7	-1,1	-1,5	-1,8	
Республика Алтай	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	2,4	2,2	2,0	1,8	1,8	1,8	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1	2,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,8	0,4	0,1	-0,2	-0,3	-0,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,4	3,9	3,5	3,2	3,1	3,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,2	3,4	3,6	3,7	3,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,4	0,7	0,1	-0,4	-0,6	-0,8	

[illegible]

[illegible]

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
Сахалинская область ⁶⁾	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	17,8	19,2	21,5	21,6	23,7	23,4	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	9,1	11	12,1	12,8	13,3	13,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,7	8,2	9,4	8,8	10,4	9,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	7,5	7,3	7,8	7,7	8,4	8,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,8	4,2	4,4	4,6	4,7	4,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	3,7	3,1	3,4	3,1	3,7	3,4	
Магаданская область ^{3), 7)}	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, Туруханский район и городской округ г. Норильск Красноярского края ⁸⁾	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	6,6	6,3	5,8	5,6	5,4	5,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	6,3	7,0	7,5	8,0	8,4	8,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-0,7	-1,7	-2,4	-2,9	-3,5	
	Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии ⁴⁾	руб./кВт·ч	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	
	Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	
Камчатский край ^{3), 9)}	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	9,0	9,6	11,8	13,0	13,6	14,1	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	8,3	9,4	10,0	10,4	10,8	11,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,7	0,2	1,8	2,6	2,8	2,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	16,9	17,2	21,0	22,9	24,1	24,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	15,5	16,9	17,8	18,4	19,1	19,7	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,4	0,3	3,2	4,5	5,0	5,1	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
--------------	------------	-------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	--

Примечания

1 ¹⁾ Оценка тарифных последствий выполнялась для совокупности субъектов:

- Краснодарский край и Республика Адыгея;
- Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ и Курганская область;
- Республика Калмыкия и Ростовская область;
- Республика Тыва и Иркутская область.

2 ²⁾ Оценка разности необходимой валовой выручки сетевых организаций для реализации технических решений схемы и программы и прогнозной валовой выручки при существующих механизмах тарифного регулирования. В случае превышения необходимой валовой выручки над прогнозной в период более двух лет определяется недостаточность существующих тарифных условий для реализации планируемого состава технических решений.

3 ³⁾ Оценка тарифных последствий для субъекта Российской Федерации не проводится, в случаях если технические решения схемы и программы реализуются в магистральной сети и (или) технические решения включены в полном объеме в утвержденные инвестиционные программы территориальных сетевых организаций, и (или) технические решения предусматриваются на объектах не территориальных сетевых организаций.

4 ⁴⁾ На территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края не устанавливаются единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии. Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии соответствует составляющей на услуги по передаче цены (тарифа) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках электрической энергии.

5 ⁵⁾ Технологически изолированная электроэнергетическая система Чукотского автономного округа включает Чаун-Билибинский энергорайон и Анадырский энергорайон. В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС):

– к Чаун-Билибинскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территориях Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства;

– к Анадырскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

Наименование	Показатель	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений ²⁾
--------------	------------	-------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	--

6⁶⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Сахалинской области относится совокупность расположенных на территориях г. Южно-Сахалинска, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

7⁷⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Магаданской области относится совокупность расположенных на территориях г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая, и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

8⁸⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края относится совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

9⁹⁾ В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Камчатского края относится совокупность расположенных на территории Елизовского и Усть-Болыперецкого районов Камчатского края Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Мутновской ГеоЭС-1, Толмачевской ГЭС-1, Толмачевской ГЭС-2, Толмачевской ГЭС-3 и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.