

## ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

к схеме и программе развития  
электроэнергетических систем России  
на 2026 – 2031 годы

### **ПЕРЕЧЕНЬ И ОПИСАНИЕ**

**территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности с учетом резервирования, 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, Качугский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, 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, Балеийский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикоийский, 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 – энергорайон юго-восточная часть (далее – ЮВЧ) 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 энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 1. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Баланс мощности сформирован для двух сценариев учета нагрузки крупных центров обработки данных, расположенных в энергорайоне ЮВЧ ОЭС Сибири, связанных с майнингом цифровых валют и подключенных к электрической сети или имеющих договоры на технологическое присоединение. После введения в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в

том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» ограничений на осуществление указанных видов деятельности, использование соответствующих объемов мощности будет возможно путем перераспределения в пользу иных потребителей, что может потребовать дополнительных решений по строительству объектов генерации.

Таблица 1 – Баланс мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	8745	9261	9669	10026	10207	10250
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договора на технологическое присоединение центры обработки данных	572	572	572	572	572	572
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>5)</sup>	438	463	484	502	511	513
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	9528	10069	10498	10873	11063	11108
Максимум потребления мощности с учетом реализации запрета майнинга цифровых валют на территории энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири (далее – с запретом майнинга) <sup>1)</sup>	8173	8689	9097	9454	9635	9678
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	409	434	455	473	482	484
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	8927	9468	9897	10272	10462	10507
Располагаемая мощность электростанций	6293	6293	6293	7598 <sup>2)</sup>	7598	7598
Аварийность статистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>2), 3)</sup>	5272	5272	5272	6577	6577	6577
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 статистической	-1995	-2536	-2965	-2035	-2225	-2270

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2400	-2941	-3370	-2440	-2630	-2675
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1394	-1935	-2364	-1434	-1624	-1669
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1799	-2340	-2769	-1839	-2029	-2074
Отложенный спрос на мощность <sup>4)</sup>	93,7	137,0	140,4	165,3	0,0	0,0

Примечания

1<sup>1)</sup> В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

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

3<sup>3)</sup> 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.

4<sup>4)</sup> Под отложенным спросом на мощность понимается учтенная в прогнозе потребления мощности мощность перспективных потребителей, осуществление набора нагрузки которыми возможно только при условии реализации всех мероприятий, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрической сети, в том числе сроки реализации которых наступают после заявленного срока технологического присоединения.

5<sup>5)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р (далее – Генеральная схема) предусмотрены решения по строительству Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 1669 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 2074 МВт (объем дефицита мощности актуализирован относительно величины, утвержденной протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.07.2025 № АН-П51-58пр, с учетом прироста потребления до 2031 года и верифицированных планов по технологическому присоединению) в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство 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), установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Игатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень предложений и мероприятий, направленных на исключение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в период до реализации мероприятий по строительству электрических сетей и генерирующих объектов (далее – краткосрочные мероприятия):

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Братск – Иркутск» в нормальной схеме;

– разработка планов повышения надежности (далее – ППН) генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в отопительный период (далее – ОЗП);

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству

объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Краткосрочным мероприятием может являться введение внутрисуточного ограничения потребления электрической мощности промышленными потребителями в период зимних максимальных нагрузок.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 2. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	2970	3266	3485	3729	3864	3874
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договора на технологическое присоединение центры обработки данных	85	85	85	85	85	85
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>3)</sup>	148	163	174	186	193	193
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	3463	3774	4004	4260	4402	4412
Максимум потребления мощности с запретом майнинга <sup>1)</sup>	2885	3181	3400	3644	3779	3789
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	144	159	170	182	189	189
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	3374	3685	3915	4171	4313	4323
Располагаемая мощность электростанций	2906	2906	2906	3521	3521	3521

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Аварийность статистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>2)</sup>	2056	2056	2056	2671	2671	2671
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 статистической	-693	-1004	-1234	-875	-1017	-1027
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1048	-1359	-1589	-1230	-1372	-1382
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-604	-915	-1145	-786	-928	-938
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-959	-1270	-1500	-1141	-1283	-1293
Отложенный спрос на мощность	92,6	132,7	132,8	157,7	0,0	0,0

Примечания

1 <sup>1)</sup> В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 <sup>2)</sup> 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).

3 <sup>3)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрены решения по строительству Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит 938 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 1293 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок

приведены в таблице 3. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1595	1829	2005	2096	2101	2107
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	80	91	100	105	105	105
Потребность в мощности	1675	1920	2105	2201	2206	2212
Располагаемая мощность электростанций	1481	1481	1481	1941	1941	1941
Аварийность статистическая	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>1)</sup>	1096	1096	1096	1556	1556	1556
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 статистической	-173	-418	-603	-239	-244	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-305	-550	-735	-371	-376	-382
Отложенный спрос на мощность	71,2	111,2	111,2	132,0	0,0	0,0

Примечания

1 <sup>1)</sup> С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрены решения по сооружению Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 250 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 382 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Предусмотренные к реализации мероприятия обеспечивают текущие планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на

рассматриваемый перспективный период и возможность опережающего развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону, с учетом действующего временного запрета на майнинг цифровой валюты на территории ЮВЧ ОЭС Сибири.

Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

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. Энергорайон Северо-Байкальского энергетического кольца**

Энергорайон Северо-Байкальского энергетического кольца (далее – СБЭК) включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Иркутской области, включающая Бодайбинский, Казачинско-Ленский, Мамско-Чуйский, Усть-Кутский муниципальные районы, Киренский муниципальный округ;

– территория Республики Бурятия, включающая Северо-Байкальский муниципальный район, Муйский муниципальный округ и г. Северобайкальск;

– территория Забайкальского края, включающая Каларский муниципальный округ.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в энергорайоне СБЭК выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Выдача ПС 500 кВ Усть-Кут», включающим в себя ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2, ВЛ 220 кВ Усть-Кут –

Якурим I цепь, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2.

На текущий момент энергорайон СБЭК является дефицитным по мощности. В энергорайоне отсутствуют крупные генерирующие объекты, а покрытие потребления мощности осуществляется за счет перетока мощности по электрическим сетям. В целях ликвидации дефицита мощности энергорайона СБЭК распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р предусмотрено строительство Новоленской ТЭС установленной мощностью 550 МВт. С учетом окончательного определения типоразмеров энергоблоков Новоленской ТЭС и отсутствия статистической информации об аварийности оборудования для новой электростанции при оценке перспективных балансов мощности в качестве статистической аварийности дополнительно учтена возможная аварийность генерирующего оборудования Новоленской ТЭС в объеме одного энергоблока. Основные показатели баланса мощности энергорайона СБЭК для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 4. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона СБЭК.

Таблица 4 – Баланс мощности энергорайона СБЭК для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	747	919	1333	1496	1497	1498
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>4)</sup>	37	46	67	75	75	75
Потребность в мощности	784	965	1400	1571	1572	1573
Располагаемая мощность электростанций	22	22	544	544	544	544
Аварийность статистическая	0	0	176	176	176	176
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>1)</sup>	22	22	368	368	368	368
Переток в ОЭС Востока	38	38	113	113	114	114
Пропускная способность КС «Выдача ПС 500 кВ Усть-Кут» в нормальной схеме <sup>2)</sup>	930	930	1285	1285	1285	1285

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Пропускная способность КС «Выдача ПС 500 кВ Усть-Кут» в единичной ремонтной схеме <sup>1)</sup>	810	810	1140	1140	1140	1140
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	130	-51	140	-30	-32	-33 / 417 <sup>3)</sup>
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	10	-171	-5	-175	-177	-178 / 272 <sup>3)</sup>
Отложенный спрос на мощность	88	259	0	0	0	0

Примечания

1 <sup>1)</sup> 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 периоде.

2 <sup>2)</sup> При определении пропускной способности учтены мероприятия, предусмотренные для обеспечения технологического присоединения перспективных потребителей в энергорайоне СБЭК.

3 <sup>3)</sup> В знаменателе приведена величина с учетом ввода Тельмамской ГЭС, предусмотренной в соответствии с решениями Генеральной схемы.

4 <sup>4)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено решение по строительству Тельмамской ГЭС, выдача мощности которой предполагается в энергорайон СБЭК. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности энергорайона СБЭК показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона, составит 33 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 178 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. Дефицит мощности энергорайона СБЭК в период 2028 – 2031 годов обусловлен учетом перспективных потребителей, планируемых к технологическому присоединению и статистической аварийности генерирующего оборудования в объеме одного энергоблока Новоленской ТЭС (176 МВт).

Дефицит мощности в энергорайоне СБЭК в 2026 – 2027 годах в объеме до 259 МВт обусловлен отложенным спросом на мощность, который будет обеспечен после 2027 года по результатам завершения строительства Новоленской ТЭС.

При этом при формировании технических решений по обеспечению схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС выбраны оптимальные решения, которые

позволяют в том числе как минимизировать стоимость технологического присоединения Новоленской ТЭС в условиях особенностей ее месторасположения в непосредственной близости с источником топливоснабжения, так и снизить дефицит мощности в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18». С учетом схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС в случае сочетания таких факторов как максимальное потребление мощности энергорайона СБЭК, единичная ремонтная схема существующей сети и аварийное отключение одного энергоблока Новоленской ТЭС, имеется возможность применения схемно-режимных мероприятий, позволяющих снизить дефицит мощности энергорайона СБЭК за счет перевода части потребителей в сложившейся схемно-режимной ситуации на электроснабжение от ОЭС Востока.

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

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергорайона СБЭК и необходимости обеспечения нормативного уровня балансовой надежности для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в энергорайоне СБЭК, наличие которого определяется учетом аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона, целесообразна реализация долгосрочных мероприятий по развитию генерирующих мощностей в соответствии с решениями Генеральной схемы– строительство Тельмамской ГЭС.

### **3. ОЭС Сибири**

ОЭС Сибири включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации:

- Алтайский край;
- Забайкальский край;
- Иркутская область;
- Кемеровская область – Кузбасс;

- Красноярский край;
- Новосибирская область;
- Омская область;
- Республика Алтай;
- Республика Бурятия;
- Республика Тыва;
- Республика Хакасия;
- Томская область.

Кроме того, частично от ОЭС Сибири осуществляется электроснабжение части потребителей на территории Республики Саха (Якутия).

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

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Сибири для условий средневодного и маловодного года представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Баланс электрической энергии ОЭС Сибири, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии с запретом майнинга <sup>1)</sup>	247532	262370	273610	279880	286376	291954
Экспорт электрической энергии	1310	1410	1410	1410	1410	1410
Покрытие нагрузки ОЭС Востока (Республика Саха (Якутия))	300	300	578	862	863	864
Потребность в электрической энергии	249142	264080	275598	282152	288649	294228
Потребление электроэнергии центрами обработки данных в ОЭС Сибири (без учета территории ЮВЧ ОЭС Сибири)	8276	9546	10675	11507	11769	11776
в том числе существующие потребители	7413	7413	7413	7413	7413	7413
перспективные потребители	863	2133	3262	4094	4356	4363
Производство электрической энергии (без учета Тельмамской ГЭС)	253568	253972	255318	262419	271515	271515
АЭС	0	0	1054	2102	2102	2102
ГЭС	109968	109968	109968	109968	109968	109968
ТЭС	142199	142384	142559	142559	142559	142559
СЭС	1401	1619	1737	1838	1873	1873
ВЭС	0	0	0	4	46	46
Новая генерация в юго-восточной части ОЭС Сибири <sup>2)</sup>	0	0	0	5948	8483	8483
Новая генерация в Республике Бурятия и Забайкальском крае <sup>3)</sup>	0	0	0	0	6484	6484

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Производство электрической энергии Тельмамской ГЭС	0	0	0	0	0	1580
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	12843	13186	15022	18744	18750	18847
в том числе из ОЭС Урала (электроснабжение Ванкорского энергорайона Красноярского края и частей Томской и Омской областей)	1292	1454	1580	1580	1580	1677
из западной части ЕЭС России по ВЛ 500 кВ Восход – Витязь	1665	1665	1665	1665	1665	1665
из западной части ЕЭС России через территорию Республики Казахстан	8510	8510	8510	8510	8510	8510
увеличение перетока по транзиту 500 кВ Курган – Таврическая – Алтай при реализации предусмотренных мероприятий по развитию электрической сети	0	0	0	2024	2024	2024
из ОЭС Востока (электроснабжение части потребителей ОЭС Сибири)	1377	1557	1569	1569	1575	1575
от Новоленской ТЭС	0	0	1698	3396	3396	3396
Снижение выработки ГЭС в маловодный год	9805	9805	9805	9805	9805	9805
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	17269	3078	-5258	-989	1616	-3866 / -2286 <sup>4)</sup>
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	7464	-6727	-15063	-10794	-8189	-13671 / -12091
<b>Без учета строительства транзита 500 кВ Курган – Таврическая – Алтай</b>						
<b>С учетом потребления центров обработки данных</b>						
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	17269	3078	-5258	-3013	-408	-5890 / -4310
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	7464	-6727	-15063	-12818	-10213	-15695 / -14115
<b>Без учета перспективного потребления центров обработки данных</b>						
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	18132	5211	-1996	1081	3948	-1527 / 53
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	8327	-4594	-11801	-8724	-5857	-11332 / -9752
<b>Без учета существующего и перспективного потребления центров обработки данных</b>						
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	25545	12624	5417	8494	11361	5886 / 7466
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	15740	2819	-4388	-1311	1556	-3919 / -2339

## Примечания

1 <sup>1)</sup> В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

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

3 <sup>3)</sup> Строительство объектов Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр.

4 <sup>4)</sup> В знаменателе приведена величина с учетом ввода Тельмамской ГЭС.

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2031 году складывается с дефицитом 3866 млн кВт·ч, а при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года к 2031 году – с дефицитом 13671 млн кВт·ч.

В случае переноса сроков реализации мероприятий по усилению электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства транзита 500 кВ Курган – Таврическая – Алтай на период после 2031 года дефицит электрической энергии в 2031 году:

– с учетом потребления центров обработки данных при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС и при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года составит 5890 млн кВт·ч и 15695 млн кВт·ч соответственно;

– без учета перспективного потребления центров обработки данных при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС и при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года составит 1527 млн кВт·ч и 11332 млн кВт·ч соответственно;

– без учета существующего и перспективного потребления центров обработки данных при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС дефицит отсутствует, при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года составит 3919 млн кВт·ч.

В случае реализации строительства Тельмамской ГЭС вышеуказанные величины дефицитов электрической энергии к 2031 году снизятся на 1580 млн кВт·ч.

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

Покрытие дефицита в перспективный период предполагается за счет планов по развитию генерирующих объектов (АЭС, ГЭС) после 2031 года, предусмотренных решениями Генеральной схемы. До реализации упомянутых планов в период

2027 – 2031 годов целесообразна реализация мероприятий по ограничению перспективного, а также по мере необходимости существующего потребления центров обработки данных (суммарная величина существующего и перспективного потребления центров обработки данных к 2031 году оценивается в 11776 млн кВт·ч).

При среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС с учетом ограничения потребления существующих и перспективных центров обработки данных дефицит электрической энергии отсутствует на всем рассматриваемом среднесрочном периоде.

Для исключения дефицита электрической энергии при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года в период 2027 – 2031 годов потребуются полное ограничение потребления существующих и перспективных центров обработки данных, а также временная повышенная сработка водохранилищ ГЭС многолетнего регулирования.

#### **4. 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, Вилюйский, Верхневилуйский, 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 и мощности.

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.

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<sup>1)</sup>, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	959	1119	1278	1281	1281	1296
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>3)</sup>	48	56	64	64	64	65
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	975	975	975	975	975	975
Аварийность статистическая	218	218	218	218	218	218
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>2)</sup>	757	757	757	757	757	757
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 статистической	530	362	195	192	192	176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	200	32	-135	-138	-138	-154

Примечания

1<sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтена приостановка вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2.

2<sup>2)</sup> 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.

3<sup>3)</sup> С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 154 МВт. Снижение дефицита мощности относительно ранее выявленного в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы обусловлено тем, что в рамках актуализации в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (далее – Правила вывода из эксплуатации) заключения о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2 АО «СО ЕЭС» выявлено увеличение дефицита электрической энергии в ОЭС Востока. В настоящее время процедура оказания государственной услуги по согласованию вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2 приостановлена и Минэнерго России направлено в адрес АО «ДГК» уведомление от 25.12.2024 № 05-10017 о необходимости предоставления документов, указанных в пункте 64 Правил вывода из эксплуатации.

Кроме того, величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита мощности:

– 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. Строительство данной ЛЭП 500 кВ также является мероприятием, необходимым для обеспечения возможности вывода из эксплуатации Комсомольской ТЭЦ-2.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>2)</sup>	4423	4599	4705	4728	4755	4778
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	3505	4097	4097	4097	4097	4097
Аварийность статистическая	1345	1125	1125	1125	505	505
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	2160	2972	2972	2972	3592	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 статистической	-998	-362	-468	-491	102	79
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1583	-947	-1053	-1076	-483	-506
Отложенный спрос на мощность	51,6	0	0	0	0	0

Примечания

1<sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2<sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Приморской АЭС, которая в будущем позволит обеспечить социально экономическое развитие региона. С учетом принятия решения по реализации строительства АЭС стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической

аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети в 2031 году отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 506 МВт. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 242 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг»;

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 203 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.07.2025 № 1858-р на территории приемной части энергосистем Хабаровского края и Приморского края, расположенной за КС «Переход через Амур».

Для покрытия дефицита электрической энергии, а также дополнительных дефицитов мощности в локальном энергорайоне ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» целесообразно рассмотрение продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 до строительства Гарантированной генерации в объеме, предусмотренном распоряжениями Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р и 10.07.2025 № 1858-р. При этом величина суммарной располагаемой мощности генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 должна составить не менее 506 МВт, что позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до 2031 года в случае не реализации строительства Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью в объеме не менее 445 МВт,

предусмотренной распоряжениями Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р и 10.07.2025 № 1858-р.

Кроме того, при реализации строительства Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 445 МВт продление эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 в необходимом объеме позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

- переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Переход через Амур» в нормальной схеме;
- разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;
- перенос продолжения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 (ТГ № 3) на период после 2028 года;
- проведение конкурентного отбора мощности быстровозводимой генерации, включая быстровозводимую генерацию в энергосистеме Приморского края;
- продление эксплуатации Артемовской ТЭЦ и Хабаровской ТЭЦ-1 после 2027 года;
- продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский;
- перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей на период после реализации мероприятий по строительству новых объектов генерации.

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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>2)</sup>	3124	3281	3381	3396	3414	3431
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	1022	1500	1500	1500	1500	1500
Аварийность статистическая	150	120	120	120	120	120
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	872	1380	1380	1380	1380	1380
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	2010	2010	2070	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1720	1720	1780	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-242	109	69	54	36	19
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-532	-181	-221	-236	-254	-271
Отложенный спрос на мощность	51,6	0	0	0	0	0

#### Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Приморской АЭС, которая в будущем позволит обеспечить социально-экономическое развитие региона. С учетом принятия решения по реализации строительства АЭС стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети в 2031 году отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 271 МВт. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 242 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства

Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг».

Для покрытия дефицита электрической энергии, а также дополнительных дефицитов мощности в локальном энергорайоне ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» целесообразно рассмотрение продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ до строительства Гарантированной генерации в объеме, предусмотренном распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р. При этом величина суммарной располагаемой мощности генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ должна составить не менее 271 МВт, что позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до 2031 года в случае не реализации строительства Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 242 МВт, предусмотренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р.

Кроме того, при реализации строительства Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 242 МВт продление эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ в необходимом объеме позволит обеспечить бездефицитную работу рассматриваемого энергорайона до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

- переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме;
- разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;
- перенос продолжения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 (ТГ № 3) на период после 2028 года;
- проведение конкурентного отбора быстровозводимой генерации;
- продление эксплуатации Артемовской ТЭЦ в необходимом объеме после 2027 года;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей на период после реализации мероприятий по строительству новых объектов генерации.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Баланс мощности ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1138	1227	1257	1269	1270	1271
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	57	61	63	63	64	64
Потребление мощности потребителей района размещения Новоленской ТЭС, запитанных от ПС 220 кВ Городская	0	0	75	75	76	76
Максимум потребления мощности с учетом ввода Новоленской ТЭС и переноса точки раздела	1138	1227	1182	1194	1194	1195
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	369	302	255	255	255	255
Аварийность статистическая	83	25	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	286	277	230	230	230	230
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
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	620	620	620	620	620
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-219	-81	-160	-172	-174	-175
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-294	-156	-235	-247	-249	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической с учетом переноса точки раздела	-219	-81	-85	-97	-98	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности	-294	-156	-160	-172	-173	-174

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
статистической с учетом переноса точки раздела						

Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Канкунской ГЭС, выдача мощности которой предполагается в данный энергорайон. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятого решения по реализации указанного проекта ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования составит 175 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 250 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. При этом с учетом строительства Новоленской ТЭС и переноса точки раздела электрической сети величина дефицита мощности в период 2028 – 2031 годов снизится и составит 99 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 174 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Ввиду того, что дефицит мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», не превышает дефицит мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», определенный в таблице 10, технические решения по ликвидации дефицита приведены ниже.

Основные показатели баланса мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Баланс мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	423	439	440	441	441	442
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	21	22	22	22	22	22
Потребность в мощности	444	461	462	463	463	464

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	312	222	222	222	222	222
Аварийность статистическая	83	25	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	229	197	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	65	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-85	-134	-135	-136	-136	-137
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-150	-199	-200	-201	-201	-202
Отложенный спрос на мощность	25,5	0	0	0	0	0

Примечания

1<sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2<sup>2)</sup> С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5%.

Анализ баланса мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона составит 137 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 202 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, стратегического резерва мощности, планов на технологическое присоединение новых потребителей, а также решений схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС с рассмотрением дополнительных схемно-режимных мероприятий по переносу точки раздела электрической сети и переводом части потребителей на электроснабжение со стороны ОЭС Сибири.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 202 МВт.

В качестве частичного альтернативного решения строительству новой Гарантированной генерации целесообразно рассмотреть вопрос продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Якутской ГРЭС и Якутской ГРЭС Новая.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Якутской ГРЭС Новая;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования Якутской ГРЭС после 2027 года;

– принятие решения о проведении конкурентного отбора новых генерирующих объектов.

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.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии	53200	60641	64099	64618	64871	65276
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	57700	65141	68599	69118	69371	69776

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Производство электрической энергии <sup>1)</sup>	50505	55771	61935	65972	66006	66040
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	34124	38565	43487	46842	46843	46845
ВЭС, СЭС	65	891	2132	2814	2847	2879
Дефицит (-)/избыток (+)	-7195	-9370	-6664	-3146	-3365	-3736
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача (-)/прием (+))	-1076	-1256	-1268	-1268	-1274	-1274
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-8271	-10626	-7932	-4414	-4640	-5010

Примечание – <sup>1)</sup> 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 (313 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), Оленской ГПЭС (33 МВт), Свободненской ТЭС (450 МВт), ВЭС (519,7 МВт), СЭС (1108,5 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2031 году с учетом строительства на территории ОЭС Востока СЭС и ВЭС суммарной установленной мощностью 1628,2 МВт по итогам дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, проведенного в 2025 году в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.05.2025 № 1381-р, а также рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 5010 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 771 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии:

строительство Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 647 МВт, в том числе:

– в объеме не менее 242 МВт, предусмотренном распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 № 1840-р на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг»;

– в объеме не менее 203 МВт, предусмотренном распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.07.2025 № 1858-р на территории приемной части

энергосистем Хабаровского края и Приморского края, расположенной за КС «Переход через Амур»;

– в объеме не менее 202 МВт на территории Центрального района энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя».

В случае, если в качестве альтернативных строительству новой Гарантированной генерации будут приняты решения по продлению эксплуатации существующего генерирующего оборудования, в том числе оборудования иностранного производства (Артемовская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1, Якутская ГРЭС, Якутская ГРЭС Новая), то величина выработки электрической энергии существующим объектами генерации будет меньше, чем у новых объектов генерации (менее 6500 часов в году), что приведет к необходимости ограничения экспорта электрической энергии до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

#### Перечень краткосрочных мероприятий:

- ограничение экспорта электрической энергии;
- повышенная сработка ГЭС многолетнего регулирования;
- разработка ППН генерирующего оборудования для увеличения числа часов использования установленной мощности ТЭС;
- продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Якутской ГРЭС Новая, Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский.

### **5. 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;



Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>1)</sup>	19023	19192	19482	19482	19552	19552
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 статистической	58	-172	-121	-367	-523	-752
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-702	-932	-881	-1127	-1283	-1512
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	96	127	120	154	175	206
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	798	1059	1001	1280	1458	1718
Отложенный спрос на мощность	21,0	38,5	68,0	111,4	0,0	0,0

Примечания

1 <sup>1)</sup> 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.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Южной АЭС, которая в будущем позволит исключить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

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 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 172 – 752 МВт и 702 – 1512 МВт соответственно.

Ввиду того, что дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» не превышает дефицит мощности ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань», определенный в таблице 13, технические решения по ликвидации дефицита приведены ниже.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур.

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, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, КВЛ 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 13. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань».

Таблица 13 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	5470	5609	5713	5836	5896	6001
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	274	280	286	292	295	300
Потребность в мощности	6594	6739	6849	6978	7041	7151
в том числе в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5744	5889	5999	6128	6191	6301
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 <sup>1)</sup>	2181	2181	2111	2111	2111	2111
Аварийность статистическая	499	499	499	499	499	499
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	1682	1682	1612	1612	1612	1612

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
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 статистической	-1492	-1637	-1817	-1946	-2009	-2119
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2048	-2193	-2373	-2502	-2565	-2675
<b>С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк</b>						
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 статистической	-1322	-1467	-1647	-1776	-1839	-1949
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1754	-1899	-2079	-2208	-2271	-2381
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	239	259	284	301	310	325
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	1993	2158	2363	2509	2581	2706
Отложенный спрос на мощность	18,5	36,1	65,5	111,3	0,0	0,0

## Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Усть-Лабинской и Балаклавской ГАЭС, которые в будущем позволят снизить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по их реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

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 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1492 – 2119 МВт и 2048 – 2675 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2381 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с величины 5767 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 6001 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 2204 МВт в соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.04.2025 № 3пр (далее – Протокол № 3пр) в составе:

– строительство шести быстровозводимых ГТУ по 25 МВт каждая на Таврической ТЭС в 2026 году (суммарно 150 МВт);

– строительство одного энергоблока ПСУ установленной мощностью 150 МВт на Краснодарской ТЭЦ в 2028 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в Динском районе Краснодарского края в 2029 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Таврической ТЭС в 2029 году;

– строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 160 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 и 2030 году соответственно (суммарно 320 МВт);

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Ударной ТЭС в 2030 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2030 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 164 МВт на Джубгинской ТЭС в 2030 году;

обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Перечень дополнительных быстрореализуемых мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита в локальных энергорайонах:

– строительство систем накопления электрической энергии (далее – СНЭЭ) в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя установленной мощностью 100 МВт до 01.06.2026;

– строительство СНЭЭ в энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея установленной мощностью 250 МВт до 01.06.2026.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур;

– включение в работу Азовского электрического кольца (транзит 330 кВ Джанкой – Мелитопольская – Молочанская – Южнодонбасская – Южная);

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения.

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 14. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс».

Таблица 14 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	950	954	999	1017	992	1004
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	48	48	50	51	50	50
Потребность в мощности	998	1002	1049	1068	1042	1054
в том числе в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	998	1002	1049	1068	1042	1054
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	376	376	317	317	317	317
Аварийность статистическая	79	79	79	79	79	79
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	297	297	238	238	238	238
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в нормальной схеме	585	585	585	585	585	585
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в единичной ремонтной схеме	242	242	242	242	242	242
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности	-116	-120	-226	-245	-219	-231
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-459	-463	-569	-588	-562	-574
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	63	63	78	80	77	78
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	521	526	647	668	638	652

Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 <sup>2)</sup> С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в

нормальной и единичной ремонтной схемах 116 – 231 МВт и 459 – 574 МВт соответственно.

Прирост потребления мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» с величины 990 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 1004 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений, в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 480 МВт в соответствии с Протоколом № 3пр в составе:

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2030 году;

обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур;

– проработка собственниками вопроса повышения допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования, ограничивающего величину максимально допустимого перетока активной мощности в КС «Шепси – Дагомыс».

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2026 – 2031 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 15. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Таблица 15 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1904	1924	1937	1957	1969	1981
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>1)</sup>	95	96	97	98	98	99
Потребность в мощности	2489	2510	2524	2545	2557	2570
в том числе энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	1999	2020	2034	2055	2067	2080
переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Аварийность статистическая	39	39	39	39	39	39
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	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 статистической	-110	-131	-145	-166	-178	-191
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт)) с учетом аварийности статистической	-421	-442	-456	-477	-490	-502

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Балаклавской ГАЭС, которая в будущем позволит снизить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

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 2026 года возникает превышение величины максимально допустимого перетока в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 110 – 191 МВт и 421 – 502 МВт соответственно.

Прирост потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с величины 1967 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 1981 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 385 МВт в соответствии с Протоколом № 3пр в составе:

– строительство шести быстровозводимых ГТУ по 25 МВт каждая на Таврической ТЭС в 2026 году (суммарно 150 МВт);

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Таврической ТЭС в 2029 году.

Перечень дополнительных быстрореализуемых мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита в локальных энергорайонах:

– строительство СНЭЭ в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя установленной мощностью 100 МВт до 01.06.2026.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– рассмотрение возможности перехода на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период ОЗП;

– включение в работу Азовского электрического кольца (транзит 330 кВ Джанкой – Мелитопольская – Молочанская – Южнодонбасская – Южная);

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения.

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.

## **6. Энергорайон Каспий-2**

Энергорайон Каспий-2 включает в себя часть территории Республики Дагестан.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в энергорайоне Каспий-2 выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Каспий-2», включающим в себя КВЛ 330 кВ Артем – Дербент, ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала, ВЛ 110 кВ Артем – Компас, ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал, ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая, ВЛ 110 кВ Артем – Буйнакск-1, ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110-163), ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164), ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111), а также ЛЭП, не входящим в КС «Каспий-2», ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз, ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама.

Формирование дефицита мощности в энергорайоне Каспий-2 обусловлено опережающим ростом фактического потребления энергорайона относительно прогноза потребления, приведенного в СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы. Ключевыми факторами являются рост потребления мелкомоторной нагрузки и увеличение коммерческих потерь электрической энергии. С учетом прогноза потребления до 2031 года и статистической аварийности генерирующего

оборудования дефицит мощности в энергорайоне Каспий-2 будет нарастать. Основные показатели баланса мощности энергорайона Каспий-2 для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 16. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона Каспий-2.

Таблица 16 – Баланс мощности энергорайона Каспий-2 для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1389	1415	1434	1445	1458	1468
Стратегический резерв мощности в размере 5 % <sup>2)</sup>	69	71	72	72	73	73
Потребность в мощности	1458	1486	1506	1517	1531	1541
Располагаемая мощность электростанций	540	540	540	540	540	540
Аварийность статистическая	200	200	200	200	200	200
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>1)</sup>	340	340	340	340	340	340
Переток мощности из Азербайджанской Республики (по договору об аварийной взаимопомощи)	300	300	300	300	300	300
Пропускная способность электропередачи Каспий-2 в нормальной схеме	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Пропускная способность Каспий-2 в единичной ремонтной схеме	750	750	750	750	750	750
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	282	254	234	223	209	199
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и без учета стратегического резерва мощности	1	-25	-44	-55	-68	-78
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и стратегического резерва мощности	68	96	116	127	141	151

Примечания

1 <sup>1)</sup> 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.

2 <sup>2)</sup> С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона Каспий-2 показывает, что с учетом перетока мощности из Азербайджанской Республики и без учета статистической аварийности генерирующего оборудования дефицит мощности в рассматриваемом энергорайоне отсутствует.

При учете статистической аварийности генерирующего оборудования и без учета стратегического резерва мощности в энергорайоне Каспий-2 прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в период 2027 – 2031 годах 25 – 78 МВт соответственно, что потребует строительства Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 151 МВт с учетом стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период ОЗП.

## **7. 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 17. С учетом решений протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 № АН-П51-115пр при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Таблица 17 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления	22780	23190	23760	24170	24550	24940
Стратегический резерв мощности в размере 15 % <sup>3)</sup>	3417	3479	3564	3626	3683	3741
Потребность в мощности	26197	26669	27324	27796	28233	28681
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	15838	16772	16772	16772	16772	16772
Аварийность статистическая	500	500	500	500	500	500
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>2)</sup>	15338	16272	16272	16272	16272	16272
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления с учетом доступной мощности электростанций и пропускной способности электрической сети	23638	24572	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности статистической	2559	2097	2752	3224	3661	4109

Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтены риски не реализации ввода Загорской ГАЭС-2.

2 <sup>2)</sup> 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.

3 <sup>3)</sup> Для обеспечения планов по социально-экономическому развитию Московской агломерации учитывается стратегический резерв мощности 15 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2026 – 2031 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 4109 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с величины 24044 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 24940 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее

учтенным стратегическим резервом в объеме 15 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации и развитие сетевой инфраструктуры в соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 27.11.2024 № АН-П51-40340, а также с учетом решений разрабатываемой в настоящее время проектной документации на основании Соглашения о сотрудничестве от 06.05.2024 № НШ-10/05согл между Министерством энергетики Российской Федерации, Правительством Москвы и Правительством Московской области о развитии и повышении надежности Московской энергетической системы:

– 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 Левша с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с автотрансформаторами 750/500 кВ и 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча, КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово, ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово в 2030 году;

- реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2030 году;
- строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры в 2030 году;
- строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная в 2030 году;
- строительство ПП 500 кВ Панино в 2030 году;
- строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино в 2030 году;
- строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино в 2030 году;
- строительство энергоблока на ТЭЦ-25 установленной мощностью 250 МВт в 2027 году;
- строительство энергоблока на ТЭЦ-26 установленной мощностью 250 МВт в 2028 году;
- строительство энергоблока на Каширской ГРЭС установленной мощностью 450 МВт в 2030 году.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство двухполюсной ППТ «Нововоронежская АЭС – Москва», включая два преобразовательных комплекса (в районе Нововоронежской АЭС и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области) в 2032 году.

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

## **8. 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 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>1)</sup>	26	26	26	26	26	26
Располагаемая мощность электростанций	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	7,8	-7,8

Примечание – <sup>1)</sup> С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

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.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае отсутствия решений по развитию базовой генерации потребуется дополнительное строительство 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.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

## **9. 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 приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>1) 3)</sup>	86	95	101	106	106	106
Потребление мощности, обеспеченное собственной генерацией <sup>2)</sup>	30,6	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1
Располагаемая мощность электростанций	116	116	116	116	116	116
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-4	-13	-19	-24	-24	-24
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-38	-47	-53	-58	-58	-58
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью с учетом отключения потребителей, обеспеченных собственной генерацией	27	20	14	9	9	9
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью с учетом отключения потребителей, обеспеченных собственной генерацией	-7	-14	-20	-25	-25	-25

Примечания

1 <sup>1)</sup> С учетом потребителей в соответствии с действующими документами о технологическом присоединении.

2 <sup>2)</sup> По имеющейся у АО «СО ЕЭС» информации.

3 <sup>3)</sup> С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителями в период 2026 – 2031 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 38 – 58 МВт. При учете отключения потребителей, обеспеченных собственной генерацией, с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 7 – 25 МВт.

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

Исходя из анализа перспективных режимов работы Чаун-Билибинского энергорайона, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 24 МВт.

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

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

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

## **10. 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 20, 21.

Таблица 20 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 1, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>1)</sup>	587	600	601	601	602	602
Располагаемая мощность электростанций	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-80,6	-93,6	-94,6	-94,6	-95,6	-95,6
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-140,6	-153,6	-154,6	-154,6	-155,6	-155,6
Отложенный спрос на мощность	17,8	29,8	29,8	29,8	29,8	0,0

Примечание – <sup>1)</sup> С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Таблица 21 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 2, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>2)</sup>	587	600	601	601	602	602
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-265,3	-278,3	-279,3	-279,3	-280,3	-280,3
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-325,3	-338,3	-339,3	-339,3	-340,3	-340,3
Отложенный спрос на мощность	17,8	29,8	29,8	29,8	29,8	0,0

Примечания

1<sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2<sup>2)</sup> С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителями в период 2026 – 2031 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 140 – 156 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства дефицит мощности увеличится до 325 – 340 МВт.

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

Исходя из анализа перспективных режимов работы центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 96 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 280 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае недостаточности решений по развитию базовой генерации потребуются дополнительное строительство 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;
- расширение Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 с вводом в работу газотурбинных установок ЭГЭС-25 ПА единичной установленной мощностью 25 МВт.

Перечень краткосрочных мероприятий:

- разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;
- продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Южно-Сахалинской ТЭЦ-1.

## **11. 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 22.

Таблица 22 – Баланс мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности <sup>1)</sup>	346	348	349	350	351	352
Располагаемая мощность электростанций	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	37	35	34	33	32	31
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-43	-45	-46	-47	-48	-49

Примечание – <sup>1)</sup> С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

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 43 – 49 МВт.

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

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае недостаточности решений по развитию базовой генерации потребуются дополнительное строительство резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 49 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В связи с наблюдающейся в энергосистеме Камчатского края тенденцией по снижению объема локальной добычи природного газа и увеличению объемов привозного топлива, в составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, целесообразно рассмотреть следующие

мероприятия по реализации проектов по строительству геотермальных электрических станций в том числе для покрытия потребления электрической энергии:

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

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

Строительство геотермальных электростанций позволит диверсифицировать топливный баланс энергосистемы Камчатского края и повысить энергобезопасность региона.

Перечень краткосрочных мероприятий:

- разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.