

## ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

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

### **ПЕРЕЧЕНЬ И ОПИСАНИЕ**

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

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

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

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для указанных условий на перспективу приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	9382	9834	10242	10349	10920	10962
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	4916	4916	4916	4916	6221	6221 <sup>1)</sup>
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	-2205	-2657	-3065	-3172	-2438	-2480
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-2610	-3062	-3470	-3577	-2843	-2885

Примечание – <sup>1)</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), Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

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

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» составит 1021 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

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

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

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

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

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

– величины прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Сибири и ее восточной части в средневодный и маловодный годы, покрытие которого нецелесообразно путем сооружения электросетевых объектов;

– необходимости повышения уровня балансовой надежности,

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

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

Для обеспечения покрытия части прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» предлагается 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 юго-восточную часть ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования. Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации. Для покрытия оставшейся части дефицита мощности объем дополнительных генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1385 МВт установленной мощности Гарантированной генерации.

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

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

## **2. ОЭС Востока**

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

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий среднегодового года представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	55506	60167	64484	67925	68463	68586
Производство электрической энергии	46860	50655	54646	59426	59432	59433 <sup>1)</sup>
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	30544	34339	38330	43110	43116	43117
Дефицит (-)/избыток (+)	-8646	-9512	-9838	-8499	-9031	-9153
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»; прием «+»)	-1027	-1399	-1549	-1549	-1549	-1549
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-9672	-10911	-11387	-10048	-10580	-10702

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 (330 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2030 году с учетом рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 10702 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 1647 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Амурэнерго – Якутия» (потребление энергорайона между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	1388	1371	1380	1421	1421	1448
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»	555	891	1190	1415	1415	1415
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» (энергорайон между КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	718	804	797	810	810	814
Потребность в мощности за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	2796	2789	2777	2812	2812	2823
в том числе экспорт в Китайскую Народную Республику	950	950	950	950	950	950
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	1669	1669	1669	1669	1669	1669
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в нормальной схеме	1541	1541	1541	1541	1541	1541
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в единичной ремонтной схеме	800	800	800	800	800	800
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-827	-553	-244	-107	-107	-150
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1568	-1294	-985	-848	-848	-891

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	1267	1283	1330	1355	1359	1384
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	436	439	437	438	439	447
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	158	240	230	230	230	230
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	125	207	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	380	620	620	620	620
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	100	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-420	-353	-170	-195	-199	-224
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-181	-102	-110	-111	-112	-120
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-495	-428	-245	-270	-274	-299
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-211	-167	-175	-176	-177	-185

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	975	1160	1336	1337	1337	1348
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	757	757	670	670	670	670
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в нормальной схеме	780	780	780	780	780	780
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в единичной ремонтной схеме	450	450	450	450	450	450
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	563	377	114	113	113	102
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	233	47	-216	-217	-217	-228

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	4451	4672	4824	4855	4876	4953
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	2130	2160	2972	2972	2972	3592
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-1057	-1248	-587	-618	-639	-96
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1642	-1833	-1172	-1203	-1224	-681

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	3173	3364	3450	3482	3504	3572
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	872	872	1381	1381	1381	1381
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	1745	2010	2010	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1260	1720	1720	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-557	-482	-59	-31	-53	-122
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1042	-772	-349	-321	-343	-412

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

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

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

В соответствии с Протоколом заочного заседания членов Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 4 июня 2024 года № 5 пр предусмотрен ввод в эксплуатацию Свободненской ТЭС установленной мощностью 450 МВт.

Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Востока с учетом ввода Свободненской ТЭС, объем установленной мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1350 МВт установленной мощности Гарантированной генерации, минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока, со следующим территориальным распределением:

– не менее 299 МВт в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», в том числе не менее 185 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);

– не менее 142 МВт на территории центральной части энергосистемы Амурской области;

– не менее 228 МВт в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области;

– не менее 681 МВт за КС «Переход через Амур», в том числе не менее 412 МВт в южной части энергосистемы Приморского края.

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), в 2030 году дефицит мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, в центральной части энергосистемы Амурской области и за КС «Переход через Амур» отсутствует, а величина дефицита мощности в остальных энергорайонах в 2030 году составит:

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

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

При этом оставшаяся часть дефицита электрической энергии, эквивалентная 867 МВт Гарантированной генерации, может быть покрыта путем строительства на территории ОЭС Востока солнечных электростанций (далее – СЭС) и ветроэлектрических станций (далее – ВЭС), суммарной установленной мощностью порядка 2800 МВт.



Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в единичной ремонтной схеме	820	820	820	820	820	820
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-1030	-1285	-1516	-1553	-1895	-2103
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1790	-2045	-2276	-2313	-2655	-2863

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

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» отсутствует.

В случае нереализации программы по восстановлению генерирующего оборудования на территориях Донецкой Народной Республики и Луганской Народной Республики непокрываемый дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» к 2030 году достигнет 3885 МВт.

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

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	6305	6454	6643	6783	6860	6905
в том числе 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
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	1778	1682	1682	1612	1612	1612
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-1108	-1351	-1540	-1750	-1828	-1873
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1664	-1907	-2096	-2306	-2384	-2429
<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	-938	-1181	-1370	-1580	-1658	-1703
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1370	-1613	-1802	-2012	-2090	-2135

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 потребителей, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1108–1873 МВт и 1664–2429 МВт соответственно.

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

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с учетом строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк составит 1348 МВт в единичной ремонтной схеме в 2030 году.

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» приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
в том числе переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	297	297	297	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	-95	-101	-152	-231	-204	-217
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-438	-444	-495	-574	-547	-560

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает,



Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Юго-Запад» в единичной ремонтной схеме	1840	1840	1840	1840	1840	1840
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	261	124	78	-34	-107	-125
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-147	-284	-330	-442	-515	-533

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «Юго-Запад» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 134–383 МВт и 452–838 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань –Тихорецк снизит дефицит мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме до 533 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с учетом строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк составит 220 МВт в единичной ремонтной схеме в 2030 году.

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

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

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2359	2397	2437	2476	2515	2555
в том числе переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	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	20	-18	-57	-96	-136	-176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-291	-329	-369	-408	-448	-488

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

В случае неучета фактора повышенной аварийности генерирующего оборудования, а также рисков непрогнозируемого роста потребления (стратегический резерв), величина дефицита мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя составит 350 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

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

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

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;

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

– рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания;

– выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

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

– необходимости повышения уровня балансовой надежности, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 2863 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

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

С учетом вышеуказанных решений в целях покрытия оставшегося дефицита мощности в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 2423 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», в том числе 1695 МВт за КС «ОЭС – Кубань», со следующим территориальным распределением для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах:

– не менее 560 МВт в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс»;

– не менее 313 МВт за КС «Юго-Запад», в том числе не менее 209 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

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.

#### **4. Южная часть энергосистемы г. Москвы и Московской области**

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона).

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ

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

Основные показатели баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	14082	14472	14806	15108	15333	15762
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	7586	7593	7602	8498	8498	8498
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в нормальной схеме	7400	7400	7400	7400	7400	7400
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в единичной ремонтной схеме	5700	5700	5700	5700	5700	5700
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	904	520	196	790	565	136
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-796	-1180	-1504	-910	-1135	-1564

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<b>С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская</b>						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в нормальной схеме	7600	7600	7600	8000	8400	8400
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в единичной ремонтной схеме	5900	5900	5900	6300	6700	6700
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	1104	720	396	1390	1565	1136
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-596	-980	-1304	-310	-135	-564

Анализ баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в единичной ремонтной схеме 796–1564 МВт.

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

- реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (в 2025 году);

- строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино (в 2028 году);

- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);

- строительство ПС 500 кВ в Тульской области с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снизит дефицит мощности за сечением Южного энергорайона в единичной ремонтной схеме до 564 МВт в 2030 году.

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

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

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

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

– выявленного дефицита мощности за сечением Южного энергорайона;

– исчерпания эффективности развития сети переменного тока для покрытия оставшегося дефицита,

наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 564 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

При этом в условиях необходимости обеспечения возможности опережающего развития электроэнергетической инфраструктуры Московской агломерации для покрытия потребности в мощности вновь присоединяемых потребителей, в том числе жилищно-коммунального сектора, целесообразно обеспечить строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 1000 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также передачу в дефицитный энергорайон мощности существующих и вновь сооружаемых генерирующих мощностей с использованием ППТ от Нововоронежской АЭС до г. Москвы в 2030 году.

Применение ППТ позволит обеспечить экономию затрат на реализацию альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500–750 кВ, возможность управления потоками

мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, передачу экологически чистой электрической энергии АЭС из избыточных частей ЕЭС России, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

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.

## **5. Анадырский энергоузел электроэнергетической системы Чукотского автономного округа**

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

Основные показатели баланса мощности Анадырского энергоузла приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс мощности Анадырского энергоузла электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

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

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

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

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

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

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

## **6. Чаун-Билибинский энергоузел электроэнергетической системы Чукотского автономного округа**

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

Основные показатели баланса мощности Чаун-Билибинском энергоузла приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергоузла электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

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

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

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

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

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

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

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 35 МВт. Запас топлива для таких

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

## 7. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области

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 приведены в таблицах 16, 17.

Таблица 16 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для сценария 1, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Ограничения мощности	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	626,4	626,4	626,4	626,4	626,4	626,4
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-73	-93	-104	-107	-108	-109
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-133	-153	-164	-167	-168	-169

Таблица 17 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для сценария 2, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
Ограничения мощности	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	441,7	441,7	441,7	441,7	441,7	441,7
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-257	-277	-288	-291	-292	-293
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-317	-337	-348	-351	-352	-353

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 133–169 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства дефицит мощности увеличится до 317–353 МВт.

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

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

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

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

109 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 293 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуются дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 60 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

## 8. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края

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 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	329	330	331	332	333	334
Установленная мощность	485,2	485,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	439,8	439,8	439,8	439,8	439,8	439,8
ВЭС	–	–	–	–	–	–
Ограничения мощности	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-26	-27	-28	-29	-30	-31

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

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

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

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

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