

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	392	182	-246	-615	-679	-820
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-13	-223	-651	-1020	-1084	-1225

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 246–820 МВт в нормальной схеме существующей сети в период 2026–2029 годов, 13–1225 МВт в ремонтной схеме существующей сети в период 2024–2029 годов.

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:

- распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

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

- исключения строительства линий электропередачи в особо охраняемых природных зонах озера Байкал и их параллельного прохождения в одном направлении;

- планируемого в 2028–2029 годах усиления межсистемных связей и реализации параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири с возможностью частичного покрытия дефицита электрической энергии в ОЭС Востока;

- 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, наиболее целесообразным является строительство новых объектов генерации, обеспечивающих покрытие величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири путем строительства объектов генерации суммарной установленной мощностью не менее 1225 МВт, 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).

При распределении объектов генерации между южными частями энергосистем Иркутской области, Забайкальского края и Республики Бурятия учитывались следующие факторы:

- необходимость обеспечения устойчивости параллельной синхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири при максимальных обменных перетоках мощности;

- исключение строительства дополнительных протяженных электрических связей для передачи мощности вновь сооружаемых электростанций к узлам нагрузок;

- актуализированные планы по строительству в южных частях Республики Бурятия и Забайкальского края солнечных электростанций (далее – СЭС) в объеме 1158,7 МВт на основании результатов конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ), что в свою очередь приводит к снижению эффективности режима загрузки работающего генерирующего оборудования ТЭС в течение суток.

С учетом вышеизложенных факторов, в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия целесообразно размещение новых объектов генерации установленной мощностью не менее 460 МВт и не более 690 МВт, в том числе не менее 175 МВт и не более 480 МВт на территории южной части энергосистемы Забайкальского края, а также не более 103 МВт на территории Зиминского энергорайона энергосистемы Иркутской области, обеспечивающих покрытие величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов. Конкретные технические требования к размещению объектов генерации должны быть определены распоряжением Правительства Российской Федерации.

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 и мощности.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Востока на перспективу приведены в таблице 2.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 3.

Таблица 2 – Баланс мощности ОЭС Востока в период 2024–2029 годов, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности	8391	8799	9351	9821	9844	9870
Экспорт мощности	950	950	950	950	950	950
Потребность в мощности	9341	9749	10301	10771	10794	10820
Установленная мощность	11341,8	11778,6	12764,4	12435,1	12985,1	12985,1
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5
ТЭС	6724,3	7161,1	8146,9	7713,6	8263,6	8263,6
Ограничения мощности	711,3	531,2	497,7	320,3	870,3	870,3
Вводы после прохождения максимума	–	450	720	104	–	–
Итого покрытие потребности	10630,5	10797,4	11546,7	12010,8	12114,8	12114,8
Дефицит (-)/профицит (+)	1289,5	1048,4	1245,7	1239,8	1320,8	1294,8
Передача мощности в смежные энергосистемы	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом передачи мощности в смежные энергосистемы	1050,7	809,6	1006,9	1001	1082	1056

Таблица 3 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года в период 2024–2029 годов, млн кВт·ч

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии	48554	51874	57442	61930	63028	63404
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	53054	56374	61942	66430	67528	67904
Производство электрической энергии	49597	50343	56539	59054	62264	64189
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	33281	34027	40223	42738	45948	47873
Дефицит (-)/профицит (+)	-3457	-6031	-5403	-7376	-5264	-3715
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	1465	1473	1473	1473	3123	5048
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом передачи электрической энергии в смежные энергосистемы	-4921	-7504	-6875	-8849	-8387	-8763

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

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии гидроэлектростанций (далее – ГЭС) к 2029 году складывается с дефицитом величиной 8763 млн кВт·ч, что эквивалентно 1348 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

При этом часть дефицита электрической энергии может быть покрыта путем строительства ГЭС, СЭС и ветроэлектрических станций (далее – ВЭС)

сверх минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока величины Гарантированной генерации.

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

- распределение и планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- необходимость повышения уровня балансовой надежности;
- необходимость покрытия дефицитов активной мощности в центральном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) за КС «Томмот – Майя», в южной части энергосистемы Приморского края за КС «ПримГРЭС – Юг», в правобережной части энергосистемы Хабаровского края и энергосистемы Приморского края, ограниченных КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС», в центральной части энергосистемы Амурской области, ограниченной КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Бурейская ГЭС – Амурская»;
- исключение строительства дополнительных протяженных электрических связей для передачи мощности вновь сооружаемых электростанций к узлам нагрузок.

С учетом вышеизложенных факторов целесообразно строительство Гарантированной генерации:

- установленной мощностью не менее 181 МВт на территории правобережной части энергосистемы Хабаровского края и Приморского края, ограниченной КС «Переход через Амур», в том числе не менее 55 МВт в южной части энергосистемы Приморского края, ограниченной КС «ПримГРЭС – Юг»;
- установленной мощностью не менее 290 МВт в центральной части энергосистемы Амурской области, ограниченной КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Бурейская ГЭС – Амурская»;
- установленной мощностью не менее 55 МВт в Центральном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченном КС «Томмот – Майя».

С учетом продолжительности строительства новых генерирующих объектов и существующей динамики развития региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону, для обеспечения своевременной реализации планов потребителей по вводу новых энергопринимающих устройств, по которым на момент разработки настоящей схемы и программы развития не заключены договоры на технологическое присоединение, целесообразно в вышеуказанных энергорайонах предусмотреть строительство Гарантированной генерации:

– установленной мощностью не менее 445 МВт на территории правобережной части энергосистемы Хабаровского края и Приморского края, ограниченной КС «Переход через Амур», в том числе не менее 190 МВт в южной части энергосистемы Приморского края, ограниченной КС «ПримГРЭС – Юг»;

– установленной мощностью не менее 320 МВт в центральной части энергосистемы Амурской области, ограниченной КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Бурейская ГЭС – Амурская»;

– установленной мощностью не менее 88 МВт в Центральном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченном КС «Томмот – Майя».

В отношении объектов ВИЭ с момента распространения на ОЭС Востока правил конкурентного ценообразования должна быть рассмотрена возможность переноса в ОЭС Востока части еще нереализованных проектов ВИЭ, отобранных в рамках ранее проведенных отборов ДПМ ВИЭ в ценовых зонах оптового рынка, а так же проведении новых отборов ДПМ ВИЭ на территории ОЭС Востока.

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

3. Юго-Западная часть ОЭС Юга

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», включающем 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 4.

Таблица 4 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозируемое потребление мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5009	5173	5449	5499	5599	5647

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
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
Потребность в мощности	5859	6023	6299	6349	6449	6497
Располагаемая мощность электростанций, находящихся за КС «ОЭС – Кубань»	2482	2482	2482	2482	2482	2482
Требуемый переток мощности	-3377	-3541	-3816	-3867	-3967	-4015
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	43	-121	-396	-447	-547	-595
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-513	-677	-952	-1003	-1103	-1151
С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	213	49	-226	-277	-377	-425
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-219	-383	-658	-709	-809	-857

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей в период 2024–2029 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах 121–595 МВт и 513–1151 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 857 МВт в 2029 году.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2024–2029 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 5.

Таблица 5 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1800	1828	1847	1853	1858	1864
Переток мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Потребность в мощности	2290	2318	2337	2343	2348	2354
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Требуемый переток мощности	-722	-750	-769	-775	-780	-786
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	128	100	81	75	70	64
Дефицит (-)/профицит (+) в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-183	-211	-230	-236	-241	-247

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистему 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 2024 года возникает превышение перетока мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга – Крым». Дефицит мощности на уровне 2029 года составит 247 МВт.

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

Исходя из анализа перспективных режимов работы Юго-Западной части ОЭС Юга с учетом:

- распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- существующей динамики развития региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;
- выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

– исключения строительства протяженных линий электропередачи 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 установленной мощностью не менее 857 МВт в Юго-Западной части ОЭС Юга, в том числе порядка 250 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

В случае размещения нового генерирующего объекта в приемной части энергосистемы за КС «Юго-Запад», включающем в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, вновь сооружаемая ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк и ВЛ 110-220 кВ, необходимо дополнительно обеспечить реализацию следующих мероприятий по развитию электрической сети:

– строительство высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Тихорецк – Ново-Лабинская;

– реконструкция высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Ново-Лабинская – Усть-Лабинск с увеличением пропускной способности.

Кроме того, при формировании балансов мощности Юго-Западной части ОЭС Юга и определении необходимых объемов новой генерации учитывалась мощность существующих Сочинской ТЭС и Джубгинской ТЭС (установленной мощностью 160,5 МВт и 198 МВт соответственно). Обслуживание данных электростанций, функционирующих на основе энергоблоков типа SGT-700 производства «Siemens» (Сочинская ТЭС) и LMS100PB производства «General Electric» (Джубгинская ТЭС), в настоящее время затруднено в связи с отсутствием необходимого оборудования для плановых ремонтов. По информации собственника Сочинской ТЭС и Джубгинской ТЭС эксплуатация данных электростанций после 2026 года будет невозможна. В случае отсутствия возможности продления срока эксплуатации указанных газовых турбин и последующего их вывода из эксплуатации с 2027 года, а также в случае учета дополнительной мощности потребителей ООО «Автодор» (порядка 100 МВт), дефицит мощности в Юго-Западной части ОЭС Юга возрастет на величину порядка 460 МВт.

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

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