

**Информация, необходимая для проведения конкурентного отбора мощности
новых генерирующих объектов на территории южных частей энергосистем
Республики Бурятия и Забайкальского края¹**

1. Период подачи ценовых заявок (даты начала и окончания срока подачи ценовых заявок) на отбор мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО).....	2
2. Способы и порядок подачи ценовых заявок на КОМ НГО	2
3. Перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых необходимо строительство новых генерирующих объектов	3
4. Дата начала поставки мощности по итогам КОМ НГО с использованием введенных в эксплуатацию новых генерирующих объектов	4
5. Информация о наличии указания на возможность использования временно замещающих генерирующих объектов и (при наличии такого указания) предельный срок, в течение которого поставка мощности по итогам КОМ НГО может осуществляться с использованием временно замещающих генерирующих объектов.....	5
6. Объем мощности, который требуется отобрать по итогам КОМ НГО	5
7. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству.....	5
8. Экономические параметры, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам КОМ НГО	8

¹ В случае вступления в силу изменений, касающихся порядка и (или) условий и (или) сроков проведения КОМ НГО, уточненная информация, необходимая для его проведения, будет опубликована дополнительно.

1. Период подачи ценовых заявок (даты начала и окончания срока подачи ценовых заявок) на отбор мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО)

КОМ НГО проводится в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172, и Регламентом проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов по решению Правительства Российской Федерации, принятому в 2021 году или последующие годы (Приложение №19.8.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее – *Регламент проведения КОМ НГО*) на основании Решения Правительства Российской Федерации.

Срок подачи ценовых заявок на КОМ НГО установлен с 10:00 мск 29 декабря 2025 года до 16:00 мск 30 декабря 2025 года.

2. Способы и порядок подачи ценовых заявок на КОМ НГО

Формирование и направление (подача) ценовой заявки для участия в КОМ НГО будет осуществляться АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения КОМ НГО* с использованием электронной торговой площадки, сформированной на базе Системы B2B-Center в сети Интернет по адресу <https://www.b2b-center.ru>, оператором которой является АО «Центр развития экономики». Для направления ценовой заявки участник КОМ НГО должен выполнить процедуры по регистрации на электронной площадке в соответствии с порядком, предусмотренным оператором электронной площадки.

АО «СО ЕЭС» как организатор отбора осуществляет аккредитацию на электронной площадке субъектов оптового рынка, прошедших в установленном *Регламентом КОМ НГО* порядке процедуру допуска к КОМ НГО путем включения в Реестр участников КОМ НГО и зарегистрированных на электронной площадке в соответствии с порядком, установленным оператором электронной площадки.

Доступ на электронную площадку для подачи ценовой заявки и просмотра размещенных параметров и данных осуществляется после авторизации с использованием ключей усиленных квалифицированных электронных подписей (далее – ЭП), выданных аккредитованными удостоверяющими центрами. Сертификаты открытых ключей усиленных квалифицированных электронных подписей уполномоченных представителей участников КОМ НГО должны быть зарегистрированы участником КОМ НГО на электронной площадке B2B-Center в

порядке, установленном оператором электронной площадки АО «Центр развития экономики», до начала срока подачи ценовых заявок.

Ценовые заявки на КОМ НГО должны быть подписаны ЭП соответствующего физического лица, имеющего право подписывать указанный документ от имени субъекта оптового рынка, включенного в реестр участников КОМ НГО, и предоставившего в АО «СО ЕЭС» оригинал или нотариально удостоверенную копию доверенности на право подачи (подписания) ценовой заявки для участия в КОМ НГО.

Если дата и время публикации запроса предложений и/или дата и время окончания подачи заявок, указанные в объявленном запросе предложений на электронной площадке B2B-Center, отличаются от срока подачи ценовых заявок на КОМ НГО, указанного в п.1. настоящей информации, то датой и временем начала и окончания подачи заявок является срок подачи ценовых заявок на КОМ НГО, указанный в п.1. настоящей информации.

3. Перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых необходимо строительство новых генерирующих объектов

3.1. Генерирующие объекты, отобранные по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству (далее – генерирующие объекты, подлежащие строительству), должны быть расположены на территории южных частей энергосистем Республики Бурятия и (или) Забайкальского края, ограниченной высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Мысовая – Байкальск с отпайкой на подстанцию Переемная (МБ-273), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Мысовая – Выдрино с отпайкой на подстанцию Переемная (МБ-274), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Могоча – Амазар (ВЛ-224), высоковольтной линией электропередачи (220 кВ) Семиозерный – Могоча (ВЛ-225), суммарным объемом не менее 1050 МВт, но не более 1155 МВт.

3.2. Выдача полного объема мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству (генерирующих объектов, подлежащих строительству) на территории южных частей энергосистем Республики Бурятия и (или) Забайкальского края, должна обеспечиваться путем выдачи мощности по одному или нескольким из следующих вариантов:

- а) на шины (220 кВ) одной или нескольких из следующих подстанций:
подстанция (220 кВ) Могоча;

подстанция (220 кВ) Холбон;
подстанции (220 кВ) Маккавеево;
подстанция (220 кВ) Чита;
подстанция (220 кВ) Петровск-Забайкальская;
подстанция (220 кВ) Хилок;
подстанция (220 кВ) Бада;
подстанция (220 кВ) Харагун;
подстанция (220 кВ) Могзон;
подстанция (220 кВ) Мухоршибирь;
подстанция (220 кВ) Татаурово;
подстанция (220 кВ) Северная;
подстанция (220 кВ) Районная;
подстанция (220 кВ) Селендума.

б) на шины существующих объектов генерации:

Харанорская ГРЭС;
Гусиноозерская ГРЭС;
Улан-Удэнская ТЭЦ-1;
Читинская ТЭЦ-1.

в) в электрическую сеть класса напряжения 110 кВ и выше, прилегающую к указанным в пунктах «а» и «б» настоящего подпункта подстанциям и шинам существующих объектов генерации.

4. Дата начала поставки мощности по итогам КОМ НГО с использованием введенных в эксплуатацию новых генерирующих объектов

4.1. Дата начала поставки мощности:

– не менее 30% от указанного в пункте 7.1 минимального значения суммарного объема установленной мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, – 01.07.2031;

– не менее 30% и не более 70% от указанного в пункте 7.1 минимального значения суммарного объема установленной мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, – 01.10.2031;

– оставшейся части указанного в пункте 7.1 минимального значения суммарного объема установленной мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, – 01.12.2031.

5. Информация о наличии указания на возможность использования временно замещающих генерирующих объектов и (при наличии такого указания) предельный срок, в течение которого поставка мощности по итогам КОМ НГО может осуществляться с использованием временно замещающих генерирующих объектов

Включение в ценовую заявку на отбор мощности новых генерирующих объектов сведений об использовании временно замещающих генерирующих объектов не предусмотрено.

6. Объем мощности, который требуется отобрать по итогам КОМ НГО

Объем мощности, который требуется отобрать по итогам КОМ НГО, указан в пункте 7.1 Технических требований к генерирующим объектам, подлежащим строительству (раздел 7 настоящей информации).

7. Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству

7.1. Суммарный объем установленной мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1050 МВт и не более 1155 МВт.

7.2. Тип генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен обеспечивать техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в год без наличия сезонных ограничений на включение энергоблока (энергоблоков) в сеть.

7.3. Установленная мощность каждого подлежащего строительству энергоблока в составе генерирующего объекта должна составлять не менее 25 МВт и не более 350 МВт.

7.4. В случае строительства энергоблока (энергоблоков) на существующей тепловой электростанции состав и параметры основного и вспомогательного энергетического оборудования, сооружений, систем подготовки и подачи топлива, включая систему технического водоснабжения и дымо- и золоудаления, должны обеспечивать работу нового энергоблока (новых энергоблоков) с установленной мощностью и одновременно отсутствие обусловленного вводом нового энергоблока (новых энергоблоков) снижения располагаемой мощности существующих энергоблоков электростанции в течение всего календарного года. В случае создания поперечных связей по пару вновь устанавливаемое основное и

вспомогательное энергетическое оборудование энергоблока (энергоблоков), а также тепловая схема электростанции должны обеспечивать независимую работу сооружаемого энергоблока (сооружаемых энергоблоков) без ограничений по продолжительности работы в таком режиме.

7.5. В случае строительства энергоблока (энергоблоков) на существующей тепловой электростанции не допускается создание условий, при которых вывод из работы одной единицы основного и вспомогательного энергетического оборудования, сооружений, систем подготовки и подачи топлива, включая систему технического водоснабжения и дымо- и золоудаления, приводит к полному останову электростанции, включая вновь сооружаемый энергоблок (сооружаемые энергоблоки).

7.6. Нижний и верхний предел регулировочного диапазона активной мощности каждого подлежащего строительству энергоблока, скорость изменения нагрузки во всем регулировочном диапазоне активной мощности в условиях нормального режима и предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима каждого энергоблока должны соответствовать требованиям Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительством Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», установленных Правительством Российской Федерации на 1 ноября 2025 г.

7.7. В случае строительства теплофикационных энергоблоков (теплофикационного энергоблока) состав и параметры основного и вспомогательного энергетического оборудования, сооружений, включая систему технического водоснабжения, должны обеспечивать работу нового энергоблока (новых энергоблоков) с установленной мощностью в течение всего календарного года (за исключением газотурбинных и парогазовых установок, для которых указанное требование применяется при температурах наружного воздуха 15 градусов Цельсия и ниже).

7.8. Генерирующее оборудование каждого подлежащего строительству энергоблока должно участвовать в общем первичном регулировании частоты с характеристиками и настройками, установленными для общего первичного регулирования частоты в соответствии с требованиями, установленными Министерством энергетики Российской Федерации на 1 ноября 2025 г.

7.9. Выбранные основное энергетическое оборудование и режим поставки основного и (или) резервного топлива должны обеспечивать отсутствие каких-либо ограничений продолжительности работы энергоблоков во всем доступном при фактических внешних условиях диапазоне регулирования активной

мощности, включая работу с полной мощностью, указанной в пункте 7.1 настоящих технических требований.

7.10. Перевод подлежащих строительству энергоблоков с основного на резервное топливо и обратно (если предусматривается наличие резервного топливного хозяйства на существующей или новой тепловой электростанции) либо переключение между магистральными газопроводами (если предусматривается газоснабжение новой тепловой электростанции не менее чем от 2 магистральных газопроводов) должны осуществляться без останова энергоблоков.

7.11. Системы возбуждения синхронных генераторов должны соответствовать требованиям к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, установленным Министерством энергетики Российской Федерации на 1 ноября 2025 г.

7.12. Не допускается включение в состав энергоблоков на генерирующих объектах, подлежащих строительству, основного энергетического оборудования (котел, турбина, генератор), ранее использовавшегося для производства электрической энергии на других генерирующих объектах (демонтированного оборудования).

7.13. Схема выдачи мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, должна обеспечивать выдачу всей установленной мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды и соответствовать требованиям правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации.

Проект схемы выдачи мощности, разрабатываемый собственником генерирующего объекта, подлежащего строительству, в том числе техническое задание, подлежит разработке и согласованию в соответствии с требованиями правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации.

7.14. Характеристики генерирующего оборудования и схема выдачи мощности должны обеспечивать динамическую устойчивость подлежащих строительству энергоблоков при нормативных возмущениях в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, установленными Министерством энергетики Российской Федерации

на 1 ноября 2025 г.

7.15. Основное энергетическое оборудование (а именно котлоагрегат, паровая турбина, газовая турбина, установка генераторная с газотурбинным двигателем, генератор), система возбуждения генератора, автоматические системы управления, трансформаторы электрические, входящие в состав подлежащих строительству энергоблоков, должно соответствовать критериям подтверждения производства российской промышленной продукции, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719 «О подтверждении производства российской промышленной продукции», на 1 ноября 2025 г.

8. Экономические параметры, исходя из которых будут рассчитываться коэффициент эффективности и стоимость мощности, продаваемой по итогам КОМ НГО

8.1. Базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала – 14 процентов.

8.2. Прогнозное значение индекса потребительских цен на 20 лет со дня начала поставки мощности - 1,04 на каждый год.

8.3. Коэффициент использования установленной мощности:

- 0,75 - для газовой генерации менее 150 МВт;
- 0,8 - для газовой генерации не менее 150 МВт;
- 0,7 - для угольной генерации не более 225 МВт;
- 0,8 - для угольной генерации более 225 МВт.

8.4. Предельные значения переменных (топливных) затрат в 2031 году для генерирующих объектов:

- на базе газовых паросиловых установок - 1830 рублей за 1 МВт·ч;
- на базе угольных паросиловых установок - 2391 рублей за 1 МВт·ч;
- на базе газотурбинных установок - 1979 рублей за 1 МВт·ч;
- на базе парогазовых установок - 1373 рубля за 1 МВт·ч.

8.5. Предельные значения суммарных удельных капитальных затрат в 2031 году, включающих затраты на строительство генерирующего объекта и на технологическое присоединение объекта к электрическим сетям и к сетям газораспределения (магистральному газопроводу), - 842 млн. рублей за 1 МВт, в том числе предельные значения удельных затрат, связанных с уплатой налога на прибыль, - 153 млн. рублей за 1 МВт, предельные значения удельных затрат, связанных с уплатой налога на имущество, - 47 млн. рублей за 1 МВт, рассчитанные исходя из действующих на дату принятия Правительством Российской Федерации решения ставок таких налогов.

8.6. Предельное значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в 2031 году – 544145 рублей за 1 МВт в месяц.