

Информация, необходимая для проведения отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2029 год¹⁾

1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2029 год (КОММод 2029)	2
1.1.Срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2029	2
1.2.Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2029	2
1.3.Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2029	2
1.4.Требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2029	5
2. Перечень и описание территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации	7
3. Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2029	8
4. Значение нормы доходности за 2024 год	8
5. Среднее значение цен РСВ	8
6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2024 года	8

¹⁾ Информация, необходимая для проведения КОММод 2029, сформирована в соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности*, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, действующими по состоянию на 12 марта 2025 г. В случае вступления в силу изменений, касающихся порядка и (или) сроков проведения КОММод, актуальная информация, необходимая для проведения КОММод 2029, будет уточнена в установленном порядке.

1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2029 год (КОММод 2029)

1.1. Срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2029

В соответствии с пунктом 264 *Правил оптового рынка электрической энергии и мощности*, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее - *Правила оптового рынка*), и *Регламентом проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение №19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*, далее – *Регламент проведения КОММод*), срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2029 установлен:

с 09:00 мск 31 марта до 16:00 мск 1 апреля 2025 года.

1.2. Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2029

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций для участия в КОММод 2029 установлен:

с 09:00 мск 14 марта до 16:00 мск 18 марта 2025 года.

1.3. Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2029

Прием ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций для участия в КОММод 2029 будет осуществляться АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод* с использованием специализированного интернет-сайта «Конкурентный отбор мощности» по адресу <https://kom.so-ups.ru>.

В соответствии с *Правилами оптового рынка* и *Регламентом проведения КОММод* подача ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций возможна в отношении зарегистрированного в установленном порядке генерирующего объекта с обязательным применением электронной подписи. Каждому генерирующему объекту, в отношении которого планируется

реализация проектов модернизации, может соответствовать только одна условная группа точек поставки (ГТП).

Технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования представляются в форме заявки (без указания стоимостных параметров).

В отношении одного генерирующего объекта (условной ГТП) может быть подано:

- не более 3 (трех) заявок, содержащих технические параметры проекта модернизации генерирующего оборудования;
- одна ценовая заявка, сформированная на основании заявки (одной из заявок), содержащей технические параметры проекта модернизации, соответствующей требованиям *Правил оптового рынка* и *Регламента проведения КОММод*.

Ценовая заявка для участия в отборе проектов модернизации может быть подана только в отношении генерирующего объекта или в отношении совокупности таких генерирующих объектов, относящихся к одной электростанции, удовлетворяющих следующим требованиям и критериям:

1) для генерирующих объектов, в отношении которых в качестве основного мероприятия планируется реализация мероприятий по модернизации котельного оборудования, согласно перечню мероприятий, указанных в подпункте 1 пункта 266 *Правил оптового рынка*, год выпуска котлоагрегата – ранее 1989 года;

2) генерирующий объект, в отношении которого в качестве основного мероприятия планируется реализация мероприятий по модернизации турбинного оборудования, согласно перечню мероприятий, указанных в подпункте 2 пункта 266 *Правилах оптового рынка*, по состоянию на 1 января 2025 года, должен быть задействован в работе не менее (данный критерий не применяется для генерирующих объектов, в отношении которых планируется реализация мероприятий, указанных в абзаце третьем подпункта 2 пункта 266 *Правил оптового рынка*, и при этом не планируется их вывод из эксплуатации по итогам реализации проекта модернизации и (или) реализация мероприятий, указанных в абзаце втором подпункта 2 пункта 266 *Правил оптового рынка*):

- 270 000 часов для генерирующих объектов, в состав которых входит турбина с давлением острого пара 10 МПа и менее;

- 220 000 часов для генерирующих объектов, в состав которых входит турбина с установленной мощностью менее 350 МВт и давлением острого пара более 10 МПа;
- 100 000 часов для генерирующих объектов, в состав которых входит турбина с установленной мощностью 350 МВт и более и давлением острого пара более 10 МПа;

3) показатель востребованности мощности каждой единицы генерирующего оборудования, входящей в состав генерирующего объекта, за период с 1 марта 2023 года по 28 февраля 2025 года (без учета периодов проведения плановых ремонтов соответствующих генерирующих объектов, не превышающих 360 календарных дней) имеет значение не менее 0,4. Данный критерий не применяется в отношении проектов модернизации, предусматривающих перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла;

4) в отношении генерирующего объекта отсутствует решение о согласовании вывода из эксплуатации, выданное после 1 января 2019 г. уполномоченным органом в соответствии с *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации*, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86;

5) мощность генерирующего объекта не поставляется по договорам о предоставлении мощности по состоянию на 1 марта 2025 года;

6) мощность генерирующего объекта отобрана по результатам конкурентных отборов мощности (далее – КОМ) на 2026-2028 годы или учтена при их проведении как подлежащая оплате по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (далее – договоры МВР), в объеме, составляющем по отношению к декабрю каждого из указанных календарных лет не менее 90 процентов объема мощности этого генерирующего объекта, отобранной по результатам КОМ на 2025 год, или учтенной в этом КОМ как мощность, подлежащая оплате по договорам МВР.

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* поставщиком должно соблюдаться ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования электростанции в зимний период – установленная мощность остающегося в работе генерирующего оборудования электростанции на период реализации мероприятий по модернизации заявленного в отбор оборудования данной электростанции должна составлять не менее средней за

период с 1 декабря 2023 года по 29 февраля 2024 года и с 1 декабря 2024 года по 28 февраля 2025 года величины суммарного технического минимума всех единиц генерирующего оборудования данной электростанции, включенных по требованию участника по результатам процедуры выбора состава генерирующего оборудования (ВСВГО).

В случае если проект модернизации предусматривает вывод генерирующего объекта (совокупности объектов) из эксплуатации, то допускается ввод в эксплуатацию нового генерирующего объекта (совокупности объектов) на электростанции, к которой относится генерирующий объект, выводимый из эксплуатации, или вне указанной электростанции, при условии расположения нового генерирующего объекта в том же населенном пункте и в единой системе теплоснабжения с электростанцией, к которой относится генерирующий объект, выводимый из эксплуатации.

1.4. Требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2029

В соответствии с пунктом 271 *Правил оптового рынка* ценовая заявка каждого участника КОММод должна содержать:

1) описание каждого генерирующего объекта до реализации проекта модернизации (указание типа генерирующего объекта, названия электростанции, к которой относится генерирующий объект);

2) описание каждого генерирующего объекта после реализации проекта модернизации (указание типа генерирующего объекта, названия электростанции, к которой относится генерирующий объект);

3) значение установленной мощности генерирующего объекта (совокупности генерирующих объектов) после реализации проекта модернизации, которое не может отличаться от значения установленной мощности генерирующего объекта (совокупности генерирующих объектов) до реализации проекта модернизации в сторону увеличения более, чем на 20 процентов, и в сторону уменьшения более, чем на 50 процентов;

4) величина снижения установленной мощности генерирующего объекта (электростанции) в каждом календарном месяце реализации проекта модернизации для целей формирования предварительного графика реализации проектов модернизации;

5) перечень мероприятий по модернизации из числа указанных в пункте 266 *Правил оптового рынка*;

6) параметры котлоагрегата (паропроизводительность) после реализации проекта модернизации котельного оборудования, параметры

паровой (газовой) турбины (установленная электрическая мощность) после реализации проекта модернизации турбинного оборудования, и параметры иного оборудования после реализации сопутствующих мероприятий по модернизации, указанных в подпункте 3 пункта 266 *Правил оптового рынка*;

7) перечень и параметры генерирующих объектов, выводимых из эксплуатации в процессе реализации проекта модернизации и вводимых в эксплуатацию в процессе реализации проекта модернизации, с указанием электростанции, к которой относятся такие объекты;

8) стоимостные параметры проекта:

а) значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта после реализации проекта модернизации (выраженное в рублях на МВт в месяц в ценах текущего года), которое не может превышать цену, определенную для соответствующей ценовой зоны по итогам конкурентного отбора мощности, проведенного в 2017 году (в первой ценовой зоне – 134 393,81 руб./МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 225 339,74 руб./МВт в месяц), проиндексированную для отборов проектов модернизации в соответствии с индексом потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2024 года, указанным в п.6 настоящей Информации;

б) значение капитальных затрат на реализацию проекта (выраженное в рублях), которое не может превышать величину предельных максимальных капитальных затрат для соответствующего проекта модернизации, определенную в соответствии с Правилами определения величин предельных (максимальной и минимальной) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, и не может быть менее величины предельных минимальных капитальных затрат, определенной в соответствии с Правилами определения величин предельных (максимальной и минимальной) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций для соответствующего проекта модернизации;

в) коэффициент, характеризующий прогнозную прибыль от продажи электрической энергии по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (далее – РСВ), который не может быть менее 0,04 (0,25 для проекта модернизации, предусматривающего перевод генерирующего объекта, работающего

с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла) и более 0,38;

9) планируемый месяц начала поставки мощности по окончании реализации проекта модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации с указанием согласия на изменение данного параметра при формировании графика реализации проектов модернизации;

10) количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, которое не может составлять менее 6 месяцев и превышать 36 месяцев.

Требования к форме и содержанию ценовых заявок для участия в КОММод установлены *Регламентом проведения КОММод*.

В соответствии с *Правилами оптового рынка* и *Регламентом проведения КОММод* проект модернизации должен содержать одно или несколько основных мероприятий из установленного *Правилами оптового рынка*, перечня, которые могут быть дополнены одним или несколькими сопутствующими мероприятиями, также указанными в *Правилах оптового рынка*.

Особенности формирования набора мероприятий, содержащихся в одном проекте, установлены *Регламентом проведения КОММод*.

Не допускается включение в проект мероприятий, реализованных до проведения отбора проектов модернизации.

Проверка достоверности представленных участником оптового рынка сведений осуществляется в соответствии с *Регламентом проведения КОММод*, в том числе с возможностью проведения выездной проверки.

2. Перечень и описание территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации

Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, при проведении КОММод 2029, установлен в приложении 8 к *Регламенту проведения КОММод*.

3. Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2029

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2029, для каждой из указанных в подпункте 2 территорий и для каждой ценовой зоны оптового рынка, рассчитанные в порядке, установленном *Регламентом проведения КОММод*, приведены в Приложении 1.

Значения совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию в период реализации мероприятий по модернизации с 1 января 2026 года по 31 декабря 2029 года, определенные для каждой из указанных в подпункте 2 территорий, приведены в Приложении 2.

4. Значение нормы доходности за 2024 год

Значение нормы доходности за 2024 год, определенное АО «АТС» в соответствии с пунктом 282 *Правил оптового рынка и Регламентом проведения КОММод*, составило:

0,20361935484

5. Среднее значение цен РСВ

Среднее значение цен РСВ по ценовым зонам за период с 1 января 2024 года по 31 декабря 2024 года, рассчитанное АО «АТС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод*, составило:

Ценовая зона	Средняя цена РСВ, руб./МВт·ч
Первая ценовая зона (Европа)	1718,21
Вторая ценовая зона (Сибирь)	1534,52

6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2024 года

Значение индекса потребительских цен на товары и услуги Российской Федерации (далее – ИПЦ), определенное АО «АТС» в соответствии с

порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), составило:

Период	ИПЦ
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2018 года к декабрю 2017 года, в %	104,26
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2019 года к декабрю 2018 года, в %	103,04
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2020 года к декабрю 2019 года, в %	104,91
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2021 года к декабрю 2020 года, в %	108,39
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2022 года к декабрю 2021 года, в %	111,94
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2023 года к декабрю 2022 года, в %	107,42
Величина фактического значения ИПЦ в декабре 2024 года к декабрю 2023 года, в %	109,52

Приложение 1
к Информации, необходимой для проведения
отбора проектов модернизации генерирующих
объектов тепловых электростанций на 2029 год

**Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут
одновременно реализовываться мероприятия по модернизации,
заявленные для участия в КОММод 2029**

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
1	ОЭС Северо-Запада			2774	2692	2625	2715	2534	2412	2251	1949	1606
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС										
1.1	Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области)			1996	1581	1863	1618	1792	1324	1521	869	887
		Апатитская ТЭЦ	SKOLEN18									
		Новгородская ТЭЦ	SNOVGT20									
		Псковская ГРЭС	SPSKOGR1									
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)	SLENEN17									
		Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)	SLENENE8									
		Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7)	SLENEN13									
		Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	SLENEN12									
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)	SLENENE9									
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	SLENEN14									
		Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22)	SLENEN15									
		Киришская ГРЭС	SKIRGRES									
		Северо-Западная ТЭЦ	SSEVZATE									
		Юго-Западная ТЭЦ	SUGZAPTC									
		ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго"	SGSRENE1									
		Петрозаводская ТЭЦ	SKAREL15									
		ГТУ-ТЭЦ ЭС-1 Центральной ТЭЦ	SPGTUTEC									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
1.1.1	Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частичным контролируемым сечением «Невское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также шунтирующими связями 110 кВ)			1124	759	1091	847	1073	673	964	606	866
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)	SLENEN17									
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)	SLENENE9									
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	SLENEN14									
		Северо-Западная ТЭЦ	SSEVZATE									
		ТЭЦ ПГУ "ГСП Энерго"	SGSRENE1									
1.1.2	Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением "Дефицит энергорайона г. Петрозаводск"			13	26	53	24	50	22	46	18	39
		Петрозаводская ТЭЦ	SKAREL15									
1.2.	Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндама»			316	216	313	213	310	211	306	208	303
		Архангельская ТЭЦ	SARHENE3									
		Северодвинская ТЭЦ-1	SARHENE1									
		Северодвинская ТЭЦ-2	SARHENE2									
1.3.	Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск»			412	554	401	543	386	536	378	531	371
		Воркутинская ТЭЦ-2	SKOMIEN2									
		Сосногорская ТЭЦ	SKOMIEN4									
		Печорская ГРЭС	SPECHGRS									
1.3.1	Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением "Печорская ГРЭС- Инта"			19	100	18	99	16	98	15	97	15
		Воркутинская ТЭЦ-2	SKOMIEN2									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	Код станции	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
				зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	
2	ОЭС Центра			1587	2737	1030	2386	1882	3487	3178	4857	2688	
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС											
2.1	Московский энергорайон			1064	2737	701	2386	429	3421	2345	4857	2555	
		ТЭС «Международная»	STESINT1										
		ТЭЦ-11 «Мосэнерго»	SMOSEN13										
		ТЭЦ-12	SMOSEN14										
		ТЭЦ-16	SMOSEN15										
		ТЭЦ-17 «Мосэнерго»	SMOSEN16										
		ТЭЦ-20	SMOSENE6										
		ТЭЦ-21 Мосэнерго	SMOSEN17										
		ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго»	SMOSENE4										
		ТЭЦ-23	SMOSENE7										
		ТЭЦ-25	SMOSENE2										
		ТЭЦ-26	SMOSENE3										
		ТЭЦ-27 «Мосэнерго»	SMOSENE9										
		ТЭЦ-30	SMOSEN63										
		ТЭЦ-8	SMOSEN10										
		ТЭЦ-9	SMOSEN12										
		ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго»	SMOSEN19										
		Шатурская ГРЭС	SSHATUGR										
2.2	Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС)			724	0	664	0	1798	352	1135	332	1112	
		Белгородская ТЭЦ	SBELGOR2										
		ГТУ ТЭЦ «Луч»	SBELGOR5										
		Курская ТЭЦ-1	SKURSKEN										
		Котельная Северо-западного района г. К	SKURSK11										
		Орловская ТЭЦ	SORELENE										
		Ливенская ТЭЦ	SLIVENTE										
2.2.1	Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области			329	0	310	0	308	48	303	41	294	
		Белгородская ТЭЦ	SBELGOR2										
		ГТУ ТЭЦ «Луч»	SBELGOR5										
3	ОЭС Юга			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС											
3.1.1.1.1	ОЭС-Крым			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										
		Камыш-Бурунская ТЭЦ	SCRIMEA3										
		Сакская ПГУ 120	SNGO0014										
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	Код станции	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
				зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	
		Симферопольская МГТЭС	SMOGTE17										
		Севастопольская МГТЭС	SMOGTE18										
		Западно-Крымская МГТЭС	SMOGTE19										
		Севастопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP5										
		Симферопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP4										
3.1.1.1.1	Юго-Запад			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										
		Камыш-Бурунская ТЭЦ	SCRIMEA3										
		Сакская ПГУ 120	SNGO0014										
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										
		Симферопольская МГТЭС	SMOGTE17										
		Севастопольская МГТЭС	SMOGTE18										
		Западно-Крымская МГТЭС	SMOGTE19										
		Севастопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP5										
		Симферопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP4										
		Ударная ТЭС	SNGO0019										
		ПС Кирилловская	SMOGTE20										
3.1.1.1	ОЭС-Кубань			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Краснодарская ТЭЦ	SKUBANE4										
		ПС Кирилловская	SMOGTE20										
		Джубгинская ТЭС	STUAPSIN										
		Сочинская ТЭС	SSOCHTES										
		Адлерская ТЭС	SADLERT1										
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										
		Камыш-Бурунская ТЭЦ	SCRIMEA3										
		Сакская ПГУ 120	SNGO0014										
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										
		Симферопольская МГТЭС	SMOGTE17										
		Севастопольская МГТЭС	SMOGTE18										
		Западно-Крымская МГТЭС	SMOGTE19										
		Севастопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP5										
		Симферопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP4										
		Ударная ТЭС	SNGO0019										
3.1.1	Юг			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Ставропольская ГРЭС	SSTAGRE1										
		Невинномысская ГРЭС	SNEVIGRE										
		Краснодарская ТЭЦ	SKUBANE4										
		ПС Кирилловская	SMOGTE20										
		Джубгинская ТЭС	STUAPSIN										
		Сочинская ТЭС	SSOCHTES										
		Адлерская ТЭС	SADLERT1										
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Камыш-Бурунская ТЭЦ	SCRIMEA3									
		Сакская ПГУ 120	SNGO0014									
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1									
		Симферопольская МГТЭС	SMOGTE17									
		Севастопольская МГТЭС	SMOGTE18									
		Западно-Крымская МГТЭС	SMOGTE19									
		Севастопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP5									
		Симферопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP4									
		Ударная ТЭС	SNGO0019									
		Грозненская ТЭС	SCHECHE1									
3.1	Волгоград-Ростов			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Ставропольская ГРЭС	SSTAGRE1									
		Невинномысская ГРЭС	SNEVIGRE									
		Краснодарская ТЭЦ	SKUBANE4									
		ПС Кирилловская	SMOGTE20									
		Джубгинская ТЭС	STUAPSIN									
		Сочинская ТЭС	SSOCHTES									
		Адлерская ТЭС	SADLERT1									
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ	SCRIMEA3									
		Сакская ПГУ 120	SNGO0014									
		Симферопольская ТЭЦ	SCRIMEA1									
		Симферопольская МГТЭС	SMOGTE17									
		Севастопольская МГТЭС	SMOGTE18									
		Западно-Крымская МГТЭС	SMOGTE19									
		Севастопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP5									
		Симферопольская ПГУ-ТЭС	STENEXP4									
		Ударная ТЭС	SNGO0019									
		Ростовская ТЭЦ-2	SROSTOV5									
		Волгодонская ТЭЦ-2	SROSTOV4									
		Шахтинская ГТЭС	SSHAGTES									
		Новочеркасская ГРЭС	SNCHEGRE									
		Грозненская ТЭС	SCHECHE1									
3.2	Волгоград-Астрахань			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Астраханская ТЭЦ-2	SASTRHE2									
		Астраханская ГРЭС	SASTRHE1									
		Астраханская ПГУ-235	SASTRHCK									
3.3	ЛЭС (г. Волжский)			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Волжская ТЭЦ	SVOLGOG9									
		Волжская ТЭЦ-2	SVOLGOG4									
4	ОЭС Средней Волги			2774	2153	2426	2023	2237	1964	2121	1702	1928

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС										
4.1	Северный энергорайон			1201	856	1095	829	1061	799	1022	772	988
		Чебоксарская ТЭЦ-2	SCHUVEN4									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3	SCHUVEN5									
		Йошкар-Олинская ТЭЦ-2	SMARIEN1									
		Казанская ТЭЦ-1	STATENE1									
		Казанская ТЭЦ-2	STATENE2									
		Казанская ТЭЦ-3	STATENE3									
4.1.1	Казанский энергорайон			1201	591	1095	569	1061	545	1022	524	988
		Казанская ТЭЦ-1	STATENE1									
		Казанская ТЭЦ-2	STATENE2									
		Казанская ТЭЦ-3	STATENE3									
4.2	Нижнекамский энергорайон			1111	256	1070	225	1034	194	995	65	961
		Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1	STATENE9									
		Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2	STATEN10									
		Набережночелнинская ТЭЦ	STATEN11									
4.3	Энергорайон, ограниченный сечением №1 МЭС			102	0	99	0	99	0	99	0	99
		Саранская ТЭЦ-2	SMORDOV1									
4.4	Энергорайон, ограниченный сечением №1 НЭС			601	22	575	4	560	0	540	0	528
		Новогорьковская ТЭЦ	SNIGNOV5									
		Дзержинская ТЭЦ	SNIGNOV1									
		Сормовская ТЭЦ	SNIGNOV3									
		Автозаводская ТЭЦ	STECGAZA									
4.5	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЧЭС			199	103	100	94	88	84	75	75	64
		Чебоксарская ТЭЦ-2	SCHUVEN4									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3	SCHUVEN5									
4.6	Энергорайон, ограниченный сечением №1 ЭС Самарской области			750	206	686	188	668	179	651	163	631
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2	SSAMARA2									
		Самарская ТЭЦ	SSAMARA4									
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1	SSAMARA5									
4.6.1	Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное»			330	0	322	0	314	0	308	0	302
		Сормовская ТЭЦ	SNIGNOV3									
		Автозаводская ТЭЦ	STECGAZA									
4.7	Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти			1092	376	1060	368	1049	361	1041	353	1031

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Тольяттинская ТЭЦ	SSAMARA1									
		ТЭЦ ВАЗа	SSAMARA3									
5	ОЭС Урала			2717	5899	2140	4896	1021	4592	643	4416	423
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС										
5.1	группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с)			172	0	147	0	125	0	105	0	85
		Сакмарская ТЭЦ	SORENBE4									
		Каргалинская ТЭЦ	SORENBE5									
5.2	группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с)			197	0	184	0	177	0	168	0	161
		Кировская ТЭЦ-3	SKIROVE1									
		Кировская ТЭЦ-4	SKIROVE5									
		Кировская ТЭЦ-5	SKIROVE3									
5.3	КС «КС 3» (Пермская э/с)			290	210	261	193	242	179	226	171	217
		Яйвинская ГРЭС	SYAIVIGR									
		Березниковская ТЭЦ-2	SPERMEN5									
5.4	КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов)			2717	4401	2140	4249	1021	4099	643	4081	423
		Тюменская ТЭЦ-1	STUMENE4									
		Тюменская ТЭЦ-2	STUMENE5									
		Тобольская ТЭЦ	STUMENE7									
		Сургутская ГРЭС-1	STUMENE1									
		Сургутская ГРЭС-2	SSURGGR2									
		Уренгойская ГРЭС	STUMENE8									
		Нижневартовская ГРЭС	STUMEN10									
		Ноябрьская ПГЭ	SNOBPGE1									
		Няганская ГРЭС	SNYAGAGR									
		УГТЭС-72	STUMPES1									
		КГТЭС-72	STUMPES2									
		ГТЭС	STUMEN41									
		ТЭС-14	STUMEN40									
5.5	КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов)			109	265	5	236	0	199	0	185	0
		Уренгойская ГРЭС	STUMENE8									
		Ноябрьская ПГЭ	SNOBPGE1									
		УГТЭС-72	STUMPES1									
		ГТЭС	STUMEN41									
		ТЭС-14	STUMEN40									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
5.6	КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов)			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Уренгойская ГРЭС	STUMENE8									
		УГТЭС-72	STUMPES1									
		ГТЭС	STUMEN41									
		ТЭС-14	STUMEN40									
5.7	КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов)			0	66	0	27	0	24	0	16	0
		Тюменская ТЭЦ-1	STUMENE4									
		Тюменская ТЭЦ-2	STUMENE5									
5.8	КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов)			43	0	27	0	10	0	9	0	5
		Тобольская ТЭЦ	STUMENE7									
6	ОЭС Сибири			54	1298	0	786	0	490	0	1422	0
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС										
6.1	ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1)			54	1298	0	786	0	490	0	1422	0
		Березовская ГРЭС	SBERZGRE									
		Красноярская ГРЭС-2	SKRASGR1									
		Красноярская ТЭЦ-1	SKRASNE2									
		Красноярская ТЭЦ- 2	SKRASNE3									
		Красноярская ТЭЦ- 3	SKRASNE5									
		Минусинская ТЭЦ	SKRASNE4									
		Назаровская ГРЭС	SKRASNE1									
		Томь-Усинская ГРЭС	SKUZENG5									
		Беловская ГРЭС	SKUZENG7									
		Кемеровская ТЭЦ	SKUZENG9									
		Ново-Кемеровская ТЭЦ	SKUZENG4									
		Кузнецкая ТЭЦ	SKUZEN10									
		ГТЭС Новокузнецкая	SKUZEN25									
		Кемеровская ГРЭС	SKUZENG2									
		Южно-Кузбасская ГРЭС	SYKUZGRS									
		Абаканская ТЭЦ	SHAKASEN									
		Иркутская ТЭЦ-6	SIRKEN05									
		Иркутская ТЭЦ-9	SIRKEN06									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Иркутская ТЭЦ-10	SIRKEN07									
		Иркутская ТЭЦ-11	SIRKEN08									
		Ново-Иркутская ТЭЦ	SIRKEN09									
		Усть-Илимская ТЭЦ	SIRKEN11									
		Ново-Зиминская ТЭЦ	SIRKEN10									
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1	SBURYATE									
		Гусиноозёрская ГРЭС	SGUSINOZ									
		Харанорская ГРЭС	SHARANGR									
		Читинская ТЭЦ-1	SCHITEN1									
		ТЭЦ ППГХО	SPRIURGO									
		Томская ТЭЦ-1	STOMSKE3									
		Томская ГРЭС-2	STOMSKE1									
		Томская ТЭЦ-3	STOMSKE2									
		ТЭЦ СХК	SSIBXIM2									
		Новосибирская ТЭЦ-2	SNOVOS02									
		Новосибирская ТЭЦ-3	SNOVOS03									
		Новосибирская ТЭЦ-4	SNOVOS04									
		Новосибирская ТЭЦ-5	SNOVOS05									
		Барабинская ТЭЦ	SNOVOS06									
		Барнаулская ГТ-ТЭЦ	STECENE5									
		Барнаулская ТЭЦ-2	SALTENE1									
		Барнаулская ТЭЦ-3	SALTENE2									
		Бийская ТЭЦ-1	SBIENERG									
		ТЭЦ АКХЗ	SALTKOKS									
6.1.1	Юго-восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск)			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Иркутская ТЭЦ-9	SIRKEN06									
		Иркутская ТЭЦ-10	SIRKEN07									
		Иркутская ТЭЦ-11	SIRKEN08									
		Ново-Иркутская ТЭЦ	SIRKEN09									
		Ново-Зиминская ТЭЦ	SIRKEN10									
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1	SBURYATE									
		Гусиноозёрская ГРЭС	SGUSINOZ									
		Харанорская ГРЭС	SHARANGR									
		Читинская ТЭЦ-1	SCHITEN1									
		ТЭЦ ППГХО	SPRIURGO									
6.1.2	Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС)			23	0	0	0	0	0	0	0	0
		Красноярская ТЭЦ-1	SKRASNE2									
		Красноярская ТЭЦ-2	SKRASNE3									
6.1.3	Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС)			0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3)	SKRASNE1									
6.1.4	Энергорайон "Южный" Томской ЭС			54	171	0	164	0	147	0	444	0
		Томская ТЭЦ-1	STOMSKE3									
		Томская ГРЭС-2	STOMSKE1									
		Томская ТЭЦ-3	STOMSKE2									
		ТЭЦ СХК	SSIBXIM2									
6.1.5	Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС)			54	524	0	495	0	490	0	499	0
		Новосибирская ТЭЦ-2	SNOVOS02									
		Новосибирская ТЭЦ-3	SNOVOS03									
		Новосибирская ТЭЦ-4	SNOVOS04									
		Новосибирская ТЭЦ-5	SNOVOS05									
		Барабинская ТЭЦ	SNOVOS06									
6.1.6	ББУ-1 (Алтайская ЭС)			54	142	0	143	0	132	0	124	0
		Барнаулская ГТ-ТЭЦ	STECENE5									
		Барнаулская ТЭЦ-2	SALTENE1									
		Барнаулская ТЭЦ-3	SALTENE2									
		Бийская ТЭЦ-1	SBIENERG									
6.1.6.1	ББУ-3 (Алтайская ЭС)			54	142	0	143	0	132	0	124	0
		Бийская ТЭЦ-1	SBIENERG									
6.1.7	Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС			54	202	0	206	0	205	0	205	0
		Абаканская ТЭЦ	SHAKASEN									
6.2	Омская ЭС			54	237	0	229	0	220	0	211	0
		Омская ТЭЦ-3	SOMSKEN1									
		Омская ТЭЦ-4	SOMSKEN2									
		Омская ТЭЦ-5	SOMSKEN3									
7	ОЭС Востока			0	0	0	25	0	388	0	839	0
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС										
7.1	Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго»			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Владивостокская ТЭЦ-2	SDALENE3									
		Восточная ТЭЦ	SDALEN10									
		Артемовская ТЭЦ	SDALENE1									
		Партизанская ГРЭС	SGIDROO6									
		Приморская ГРЭС	SPRIMGRE									
		Хабаровская ТЭЦ-1	SHABARE1									
		Хабаровская ТЭЦ-3	SHABARE2									
		Амурская ТЭЦ-1	SHABARE6									
		Комсомольская ТЭЦ-1	SHABARE3									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	Код станции	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
				зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	
		Комсомольская ТЭЦ-2	SHABARE4										
		Комсомольская ТЭЦ-3	SHABARE5										
		Совгаванская ТЭЦ	SHABAR16										
7.1.1	Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Амурская ТЭЦ-1	SHABARE6										
		Комсомольская ТЭЦ-1	SHABARE3										
		Комсомольская ТЭЦ-2	SHABARE4										
		Комсомольская ТЭЦ-3	SHABARE5										
		Совгаванская ТЭЦ	SHABAR16										
7.1.1.1	Энергорайон за КС «Селихино – Ванино»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Совгаванская ТЭЦ	SHABAR16										
7.1.2	Энергорайон за КС «Переход через Амур»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Владивостокская ТЭЦ-2	SDALENE3										
		Восточная ТЭЦ	SDALEN10										
		Артемовская ТЭЦ	SDALENE1										
		Партизанская ГРЭС	SGIDROO6										
		Приморская ГРЭС	SPRIMGRE										
		Хабаровская ТЭЦ-1	SHABARE1										
		Хабаровская ТЭЦ-3	SHABARE2										
7.1.2	Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Владивостокская ТЭЦ-2	SDALENE3										
		Восточная ТЭЦ	SDALEN10										
		Артемовская ТЭЦ	SDALENE1										
		Партизанская ГРЭС	SGIDROO6										
		Приморская ГРЭС	SPRIMGRE										
7.1.2.1	Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Владивостокская ТЭЦ-2	SDALENE3										
		Восточная ТЭЦ	SDALEN10										
		Артемовская ТЭЦ	SDALENE1										
		Партизанская ГРЭС	SGIDROO6										
7.1.2.1.1	Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Владивостокская ТЭЦ-2	SDALENE3										
		Восточная ТЭЦ	SDALEN10										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Код станции	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
7.2	Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская»			0	0	0	25	0	388	0	839	0
		Нерюнгринская ГРЭС	SYAKUTE1									
		Чульманская ТЭЦ	SYAKUTE2									
		Якутская ГРЭС	SYAKUTE5									
		Якутская ГРЭС Новая	SYAKUTE6									
		Благовещенская ТЭЦ	SAMUREN1									
		Свободненская ТЭС	SSVOBOD1									
7.2.1	Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск»			0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Благовещенская ТЭЦ	SAMUREN1									
7.2.2	Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская»			0	0	0	25	0	388	0	837	0
		Нерюнгринская ГРЭС	SYAKUTE1									
		Чульманская ТЭЦ	SYAKUTE2									
		Якутская ГРЭС	SYAKUTE5									
		Якутская ГРЭС Новая	SYAKUTE6									
7.2.2.1	Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская»			0	0	0	25	0	388	0	584	0
		Якутская ГРЭС	SYAKUTE5									
		Якутская ГРЭС Новая	SYAKUTE6									

* Перечень территорий, по которым определены значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, с указанием перечня ТЭС, расположенных на такой территории, установлен Приложением № 8 к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее - Регламент).

В Перечне указаны ТЭС, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2025 года.

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности рассчитаны в соответствии с п.4.3.2 Регламента на основании данных, учтенных с Схеме и программе развития ЭЭС на 2025-2030 годы (далее - СиПР), с учетом:

- планов по вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР на год не позднее года X;
- планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР на год не позднее года X, за исключением планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, удовлетворяющего хотя бы одному из следующих условий:
 - учтено при расчете режимно-балансовой ситуации в СиПР как планируемое к выводу из эксплуатации при условии выполнения замещающих мероприятий (при условии, что в соответствии с СиПР в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики отсутствуют планы по выполнению указанных мероприятий),
 - учтено как отобранное по результатам последнего состоявшегося КОМ;
- результатов КОМ НГО с датой начала поставки мощности, наступающей не позднее года X.

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности рассчитываются для расчетных зимнего и летнего часов максимума потребления мощности каждого года X, включенного в СиПР, и применяются для зимнего (с октября года X по апрель года X+1) и летнего (с мая по сентябрь года X) периодов.

