

Информация, необходимая для проведения отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2026 год, и дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2026-2028 годы¹⁾

1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2026 год (КОММод 2026) и дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2026-2028 годы (КОММод ПГУ 2026-2028).....	3
1.1.Срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028	3
1.2.Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028.....	3
1.3.Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028	3
1.4.Требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028	6
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	9

¹⁾ Информация, необходимая для проведения КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028, 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 11 ноября 2020 г. В случае вступления в силу изменений, касающихся порядка и (или) сроков проведения КОММод, актуальная информация, необходимая для проведения КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028, будет уточнена в установленном порядке.

3. Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028.....	9
4. Значение нормы доходности за 2019 год.....	10
5. Среднее значение цен РСВ.....	10
6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2019 года.....	10

1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2026 год (КОММод 2026) и дополнительного отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2026-2028 годы (КОММод ПГУ 2026-2028)

1.1. Срок подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028

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 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028 установлен:

с 09:00 мск 30 ноября до 18:00 мск 1 декабря 2020 года.

1.2. Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028 установлен:

с 09:00 мск 13 ноября до 18:00 мск 17 ноября 2020 года.

1.3. Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028

Прием ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028 будет осуществляться АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод* с использованием специализированного интернет-сайта «Конкурентный отбор мощности (отбор проектов модернизации)» по адресу <http://kom.so-ups.ru>.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» Конкурентный отбор мощности» (отбор проектов модернизации); 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 1986 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 2020 года, должен быть задействован в работе не менее:

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 ноября 2018 года по 31 октября 2020 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 26 июля 2007 г. № 484;

5) мощность генерирующего объекта не поставляется по договорам о предоставлении мощности по состоянию на 1 ноября 2020 года;

6) мощность генерирующего объекта отобрана по результатам конкурентных отборов мощности (далее – КОМ) на 2023-2025 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 2022 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 2018 года по 28 февраля 2019 года и с 1 декабря 2019 года по 29 февраля 2020 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 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028

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*;

б) 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 2019 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.

В КОММод ПГУ 2026-2028 могут быть заявлены только проекты, предусматривающие установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, перечень которых определен распоряжением Правительства РФ от 24 апреля 2019 г. № 817-р.

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 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028, 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 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028, 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.

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* при проведении КОММод ПГУ 2026-2028 в качестве значений максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на каждой из указанных в подпункте 2 территорий и в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для периода 2027–2028 годов используются значения, определенные в отношении 2026 года.

Значения совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию в период реализации мероприятий по модернизации с 1 января 2023 года по 31 декабря 2025 года, определенные для каждой из указанных в подпункте 2 территорий, приведены в Приложении 2.

4. Значение нормы доходности за 2019 год

Значение нормы доходности за 2019 год, определенное АО «АТС» в соответствии с пунктом 282 *Правил оптового рынка и Регламентом проведения КОММод*, составило:

0,13039668203

5. Среднее значение цен РСВ

Среднее значение цен РСВ по ценовым зонам за период с 1 октября 2019 года по 30 сентября 2020 года, рассчитанное АО «АТС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод*, составило:

Ценовая зона	Средняя цена РСВ, руб./МВт
Первая ценовая зона (Европа)	1197,92
Вторая ценовая зона (Сибирь)	904,28

6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2019 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 ИПЦ в декабре 2018 года к декабрю 2017 года	104,26
Величина фактического ИПЦ в декабре 2019 года к декабрю 2018 года	103,04

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, заявленные для участия в КОММод 2026 и КОММод ПГУ 2026-2028

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето								
1	ОЭС Северо-Запада		3438	2546	3363	2318	3228	1197	2154	1137	3216	
		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)		3438	2546	3363	2318	3228	1197	2154	1137	3216	
		Апатитская ТЭЦ										
		Новгородская ТЭЦ										
		Псковская ГРЭС										
		ЭС-2 Центральной ТЭЦ										
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)										
		Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7)										
		Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)										
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)										
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)										
		Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22)										
		Киришская ГРЭС										
		Северо-Западная ТЭЦ										
		Юго-Западная ТЭЦ										
		Новоколпинская ТЭЦ										
		Петрозаводская ТЭЦ										

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			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)		1725	1019	1702	972	1637	849	1605	827	1575
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)									
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)									
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)									
		Северо-Западная ТЭЦ									
		Новоколпинская ТЭЦ									
1.1.2	Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением "Дефицит энергорайона г. Петрозаводск"		70	93	170	93	170	93	170	93	169
		Петрозаводская ТЭЦ									
2	ОЭС Центра		9238	8474	9147	8319	7746	7050	8668	8175	8416
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
3	ОЭС Юга		3409	3869	3209	3684	2920	3581	2772	3507	2683
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
3.1.1.1.1.1	ОЭС-Крым		194	202	192	202	155	194	129	191	166
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
3.1.1.1.1	Юго-Запад		194	202	192	202	192	194	186	191	185
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
3.1.1.1	ОЭС-Кубань		194	202	192	202	192	194	186	191	185
		Краснодарская ТЭЦ									
		Сочинская ТЭС									
		Симферопольская ТЭЦ									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
3.1.1	Юг		1450	1931	1263	1642	1003	1537	842	1461	750
		Ставропольская ГРЭС									
		Невинномысская ГРЭС									
		Краснодарская ТЭЦ									
		Сочинская ТЭС									
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
		Махачкалинская ТЭЦ									
3.1	Волгоград-Ростов		1450	1931	1263	1642	1003	1537	842	1461	750
		Ставропольская ГРЭС									
		Невинномысская ГРЭС									
		Краснодарская ТЭЦ									
		Сочинская ТЭС									
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
		Ростовская ТЭЦ-2									
		Волгодонская ТЭЦ-2									
		Шахтинская ГТЭС									
		Махачкалинская ТЭЦ									
		Новочеркасская ГРЭС									
3.2	Волгоград-Астрахань		272	41	263	23	242	21	240	18	236
		Астраханская ТЭЦ-2									
3.3	ЛЭС (г. Волжский)		359	0	353	0	345	0	345	0	344
		Волжская ТЭЦ									
		Волжская ТЭЦ-2									
		Камышинская ТЭЦ									
4	ОЭС Средней Волги		5005	4401	5041	4592	4879	4445	4846	4234	4766
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
4.1	Северный энергорайон		1744	1116	1712	1144	1683	1080	1665	1070	1652
		Чебоксарская ТЭЦ-2									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Йошкар-Олинская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-1									
		Казанская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-3									
4.1.1	Казанский энергорайон		1293	932	1272	977	1265	925	1262	923	1260
		Казанская ТЭЦ-1									
		Казанская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-3									
4.2	Нижекамский энергорайон		1412	408	1384	525	1355	527	1353	425	1351
		Нижекамская ТЭЦ-1									
		Нижекамская ТЭЦ-2									
		Набережночелнинская ТЭЦ									
4.3	Энергорайон, ограниченный сечением №1 МЭС		135	0	132	0	131	0	129	0	129
		Саранская ТЭЦ-2									
4.4	Энергорайон, ограниченный сечением №1 НЭС		655	440	637	415	596	401	588	388	564
		Новогорьковская ТЭЦ									
		Дзержинская ТЭЦ									
		Сормовская ТЭЦ									
		Автозаводская ТЭЦ									
4.5	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЧЭС		300	228	289	221	280	216	274	213	269
		Чебоксарская ТЭЦ-2									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3									
4.6	Энергорайон, ограниченный сечением №1 ЭС Самарской области		866	79	840	156	808	146	810	31	793
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2									
		Самарская ТЭЦ									
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1									
		Безымянская ТЭЦ									
4.6.1	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЭС Самарской области		623	79	623	156	623	146	623	31	623

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2									
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1									
4.7	Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти		1248	727	1235	714	1219	708	1212	701	1204
		Тольяттинская ТЭЦ									
		ТЭЦ ВАЗа									
5	ОЭС Урала		10231	10514	9548	10158	9109	9876	8761	9648	8480
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
5.1	группа КС «КС-1» (Оренбургская э/с)		285	0	280	0	278	0	276	0	269
		Сакмарская ТЭЦ									
		Каргалинская ТЭЦ									
5.2	группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с)		227	0	225	0	221	0	214	0	208
		Кировская ТЭЦ-3									
		Кировская ТЭЦ-4									
		Кировская ТЭЦ-5									
5.3	КС «КС 3» (Пермская э/с)		589	60	569	33	537	5	505	0	473
		Яйвинская ГРЭС									
		Березниковская ТЭЦ-2									
5.4	КС «Сечение 35» (Тюменская э/с)		4712	4864	4208	4685	3996	4552	3839	4463	3733
		Тюменская ТЭЦ-1									
		Тюменская ТЭЦ-2									
		Тобольская ТЭЦ									
		Сургутская ГРЭС-1									
		Сургутская ГРЭС-2									
		Уренгойская ГРЭС									
		Нижневартовская ГРЭС									
		Ноябрьская ПГЭ									
6	ОЭС Сибири		3495	5338	3315	4961	2649	4817	2617	4803	2393
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
6.1	ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1)		3495	5269	3315	4923	2649	4788	2617	4784	2393
		Березовская ГРЭС									
		Красноярская ГРЭС-2									
		Красноярская ТЭЦ-1									
		Красноярская ТЭЦ- 2									
		Красноярская ТЭЦ- 3									
		Минусинская ТЭЦ									
		Назаровская ГРЭС									
		Томь-Усинская ГРЭС									
		Беловская ГРЭС									
		Кемеровская ТЭЦ									
		Ново-Кемеровская ТЭЦ									
		Кузнецкая ТЭЦ									
		Кемеровская ГРЭС									
		Южно-Кузбасская ГРЭС									
		Абаканская ТЭЦ									
		Иркутская ТЭЦ-1									
		Иркутская ТЭЦ-6									
		Иркутская ТЭЦ-9									
		Иркутская ТЭЦ-10									
		Иркутская ТЭЦ-11									
		Ново-Иркутская ТЭЦ									
		Усть-Илимская ТЭЦ									
		Ново-Зиминская ТЭЦ									
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1									
		Гусиноозёрская ГРЭС									
		Харанорская ГРЭС									
		Читинская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ ШГХО									
		Томская ГРЭС-2									
		Томская ТЭЦ-3									
		Томская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ СХК									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год	2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
		Новосибирская ТЭЦ-2									
		Новосибирская ТЭЦ-3									
		Новосибирская ТЭЦ-4									
		Новосибирская ТЭЦ-5									
		Барабинская ТЭЦ									
		Барнаулская ТЭЦ-2									
		Барнаулская ТЭЦ-3									
		Бийская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ Алтай-кокс									
6.1.1	Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск)		622	474	595	453	568	437	547	424	531
		Иркутская ТЭЦ-1									
		Иркутская ТЭЦ-9									
		Иркутская ТЭЦ-10									
		Иркутская ТЭЦ-11									
		Ново-Иркутская ТЭЦ									
		Ново-Зиминская ТЭЦ									
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1									
		Гусиноозёрская ГРЭС									
		Харанорская ГРЭС									
		Читинская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ ППГХО									
6.1.2	Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС)		570	297	569	287	555	282	548	277	541
		Красноярская ТЭЦ-1									
		Красноярская ТЭЦ-2									
6.1.3	Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС)**		145	145	145	145	145	145	145	145	145
		Назаровская ГРЭС (Блок 1 и Блок 3)									
6.1.4	Энергорайон "Южный" Томской ЭС		548	296	547	293	541	290	534	290	534
		Томская ГРЭС-2									
		Томская ТЭЦ-3									
		Томская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ СХК									

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
			зима	лето								
6.1.5	Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС)		627	711	614	708	611	703	604	697	594	
		Новосибирская ТЭЦ-2										
		Новосибирская ТЭЦ-3										
		Новосибирская ТЭЦ-4										
		Новосибирская ТЭЦ-5										
		Барабинская ТЭЦ										
6.1.6	ББУ-1 (Алтайская ЭС)		466	224	465	223	463	222	462	218	456	
		Барнаулская ТЭЦ-2										
		Барнаулская ТЭЦ-3										
		Бийская ТЭЦ-1										
6.1.6.1	ББУ-3 (Алтайская ЭС)		167	205	166	205	166	205	165	204	164	
		Бийская ТЭЦ-1										
6.2	Омская ЭС		551	296	515	294	513	293	511	291	510	
		Омская ТЭЦ-3										
		Омская ТЭЦ-4										
		Омская ТЭЦ-5										

* 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 с паровыми турбинами участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2020 года, без учета ТЭС, мощность которых полностью поставляется по ДПМ, договорам купли-продажи (поставки) мощности по результатам КОМ НГО или строительство которых осуществлено в соответствии со специальными решениями Правительства РФ.

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности рассчитаны в соответствии с п.4.3.2 Регламента на основании данных, учтенных с Схеме и программе развития ЕЭС России на 2020-2026 годы (далее - СиПР), утвержденной приказом Минэнерго России от 30.06.2020 № 508, 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.

** Значения максимального совокупного снижения установленной мощности по территории Ачинского энергорайона Красноярской ЭС определены с учетом реализации мероприятия по разукрупнению 2АТ с подключением каждого АТ к РУ 220, 110 и 18 кВ через собственную развилку из разъединителей.

