

Информация, необходимая для проведения отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2026 год¹⁾

1. Требования к порядку, способам и срокам подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации и технических параметров проектов модернизации на 2026 год	2
1.1.Срок подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации на 2026 год.....	2
1.2.Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации на 2026 год.....	2
1.3.Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации на 2026 год	2
1.4.Требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации на 2026 год	4
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 в 2023-2026 годах.....	7
4. Значение нормы доходности за 2019 год.....	8
5. Среднее значение цен РСВ	8
6. Значение индекса потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2019 года	8

¹⁾ Информация, необходимая для проведения КОММод на 2026 год, 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 10 июня 2020 г. В случае вступления в силу изменений, касающихся порядка и (или) сроков проведения КОММод, актуальная информация, необходимая для проведения КОММод на 2026 год, 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 2026 год

1.1. Срок подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации на 2026 год

В соответствии с пунктом 264 *Правил оптового рынка электрической энергии и мощности*, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 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 на отбор проектов модернизации на 2026 год установлен:

с 09:00 мск 29 июня до 18:00 мск 1 июля 2020 года.

1.2. Срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации на 2026 год

В соответствии с *Регламентом проведения КОММод* срок подачи (приема) технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций на 2026 год установлен:

с 09:00 мск 15 июня до 18:00 мск 17 июня 2020 года.

1.3. Способ и порядок подачи ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации на 2026 год

Прием ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций на 2026 год 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>.

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).

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» Конкурентный отбор мощности (отбор проектов модернизации); kom.so-ups.ru

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 июня 2018 года по 31 мая 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 июня 2020 года.

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 на 2026 год

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.

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 отбора проектов модернизации на 2026 год, 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 в 2023-2026 годах

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации в 2023-2026 годах, 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 2023 года по 31 декабря 2025 года (в отношении генерирующих объектов, отобранных по результатам отбора, проведенного в 2019 году на 2025 год поставки, – снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов, перечисленных в перечне, утвержденном Правительством Российской Федерации от 07.02.2020

№ 232-р), 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 апреля 2019 года по 31 марта 2020 года, рассчитанное АО «АТС» в соответствии с *Регламентом проведения КОММод*, составило:

Ценовая зона	Средняя цена РСВ, руб./МВт
Первая ценовая зона (Европа)	1 232,10
Вторая ценовая зона (Сибирь)	892,31

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 в 2023-2026 годах

№ 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	ОЭС Северо-Запада		3202	2364	3126	2225	3063	1094	3170	2244	3170
		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)		3202	2364	3126	2225	3063	1094	3170	2244	3170
		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)		1644	955	1614	931	1580	822	1568	822	1568
		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"		74	95	174	95	173	95	173	95	173
		Петрозаводская ТЭЦ									
2	ОЭС Центра		8671	7892	9385	8726	9264	8771	9065	8771	9065
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
3	ОЭС Юга		2903	3300	2785	3435	2610	3335	2522	3337	2522
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
3.1.1.1.1.1	ОЭС-Крым		204	199	178	193	157	202	137	202	137
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
3.1.1.1.1	Юго-Запад		204	199	198	193	198	202	193	202	193
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
3.1.1.1	ОЭС-Кубань		204	199	198	193	198	202	193	202	193
		Краснодарская ТЭЦ									
		Сочинская ТЭС									
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская 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
		Сакские теплосети									
3.1.1	Юг		845	1308	731	1252	553	1180	467	1181	467
		Ставропольская ГРЭС									
		Невинномысская ГРЭС									
		Краснодарская ТЭЦ									
		Сочинская ТЭС									
		Симферопольская ТЭЦ									
		Камыш-Бурунская ТЭЦ									
		Сакские теплосети									
		Махачкалинская ТЭЦ									
3.1	Волгоград-Ростов		845	1308	731	1252	553	1180	467	1181	467
		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		273	0	265	30	261	30	261	30	261
		Астраханская ТЭЦ-2									
3.3	ЛЭС (г. Волжский)		361	0	359	0	356	0	354	0	354
		Волжская ТЭЦ									
		Волжская ТЭЦ-2									
		Камышинская ТЭЦ									
4	ОЭС Средней Волги		4801	4316	4769	4592	4693	4453	4689	4304	4689
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
4.1	Северный энергорайон		1767	1268	1761	1309	1750	1250	1738	1250	1738
		Чебоксарская ТЭЦ-2									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3									
		Йошкар-Олинская ТЭЦ-2									

№ 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
		Казанская ТЭЦ-1									
		Казанская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-3									
4.1.1	Казанский энергорайон		1335	848	1327	883	1308	824	1295	824	1295
		Казанская ТЭЦ-1									
		Казанская ТЭЦ-2									
		Казанская ТЭЦ-3									
4.2	Нижекамский энергорайон		1389	403	1379	557	1334	498	1320	400	1320
		Нижекамская ТЭЦ-1									
		Нижекамская ТЭЦ-2									
		Набережночелнинская ТЭЦ									
4.3	Энергорайон, ограниченный сечением №1 МЭС		133	0	132	0	131	0	131	0	131
		Саранская ТЭЦ-2									
4.4	Энергорайон, ограниченный сечением №1 НЭС		630	433	628	434	635	434	625	434	625
		Новогорьковская ТЭЦ									
		Дзержинская ТЭЦ									
		Сормовская ТЭЦ									
		Автозаводская ТЭЦ									
4.5	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЧЭС		270	212	268	209	264	206	260	206	260
		Чебоксарская ТЭЦ-2									
		Новочебоксарская ТЭЦ-3									
4.6	Энергорайон, ограниченный сечением №1 ЭС Самарской области		896	193	896	295	895	291	905	189	905
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2									
		Самарская ТЭЦ									
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1									
		Безьянская ТЭЦ									
4.6.1	Энергорайон, ограниченный сечением №2 ЭС Самарской области		648	193	648	295	648	291	648	189	648
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2									

№ 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-1									
4.7	Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти		1250	740	1250	740	1250	738	1248	738	1248
		Тольяттинская ТЭЦ									
		ТЭЦ ВАЗа									
5	ОЭС Урала		8742	9585	8441	9350	8146	9152	7902	9152	7902
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
5.1	группа КС «КС-1» (Оренбургская э/с)		328	0	328	0	328	0	328	0	328
		Сакмарская ТЭЦ									
		Каргалинская ТЭЦ									
5.2	группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с)		165	0	162	0	157	0	154	0	154
		Кировская ТЭЦ-3									
		Кировская ТЭЦ-4									
		Кировская ТЭЦ-5									
5.3	КС «КС 3» (Пермская э/с)		442	0	420	0	366	0	344	0	344
		Яйвинская ГРЭС									
		Березниковская ТЭЦ-2									
5.4	КС «Сечение 35» (Тюменская э/с)		3580	4137	3397	4009	3245	3907	3125	3907	3125
		Тюменская ТЭЦ-1									
		Тюменская ТЭЦ-2									
		Тобольская ТЭЦ									
		Сургутская ГРЭС-1									
		Сургутская ГРЭС-2									
		Уренгойская ГРЭС									
		Нижневартовская ГРЭС									
		Ноябрьская ПГЭ									
6	ОЭС Сибири		3044	5554	2913	5086	2466	5148	2265	4774	2265
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС									
6.1	ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1)		3044	5518	2913	5072	2466	5140	2265	4766	2265

№ 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
		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 ППГХО									
		Томская ГРЭС-2									
		Томская ТЭЦ-3									
		Томская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ СХК									
		Новосибирская ТЭЦ-2									
		Новосибирская ТЭЦ-3									
		Новосибирская ТЭЦ-4									

№ 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-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)		725	844	711	536	626	916	619	531	619
		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)		562	298	570	298	550	296	547	296	547
		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		588	270	587	269	586	268	582	268	582
		Томская ГРЭС-2									
		Томская ТЭЦ-3									
		Томская ТЭЦ-1									
		ТЭЦ СХК									
6.1.5	Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС)		626	709	617	708	616	699	603	699	603
		Новосибирская ТЭЦ-2									
		Новосибирская 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
		Новосибирская ТЭЦ-4									
		Новосибирская ТЭЦ-5									
		Барабинская ТЭЦ									
6.1.6	ББУ-1 (Алтайская ЭС)		479	230	478	229	476	226	472	226	472
		Барнаульская ТЭЦ-2									
		Барнаульская ТЭЦ-3									
		Бийская ТЭЦ-1									
6.1.6.1	ББУ-3 (Алтайская ЭС)		143	181	143	181	142	180	141	180	141
		Бийская ТЭЦ-1									
6.2	Омская ЭС		543	283	535	278	528	269	518	269	518
		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 2019-2025 годы (далее - СиПР), утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2019 № 174, 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, которое 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);
- 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.

** Для летнего и зимнего периодов 2026 года применяются данные на 2025 год, включенные в СиПР на 2019–2025 годы.

*** 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.

