

**Приложение № 19.3.1**  
к Договору о присоединении  
к торговой системе оптового рынка

**РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ  
ОТБОРОВ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ  
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

утвержден 20 сентября 2018 года (Протокол № 20/2018 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»),  
с изменениями от 24 октября 2018 года (Протокол № 21/2018 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»),  
с изменениями от 19 ноября 2018 года (Протокол № 22/2018 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»),  
с изменениями от 30 января 2019 года (Протокол № 3/2019 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»),  
с изменениями от 25 февраля 2019 года (Протокол № 4-П/2019 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»)

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2.	СРОКИ ПОДАЧИ (ПРИЕМА) ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК ДЛЯ УЧАСТИЯ В КОММОД.....	3
3.	ТРЕБОВАНИЯ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ И ТИПАМ ПРОЕКТОВ, ЗАЯВЛЯЕМЫМ В ОТБОР ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ, И ИХ СОВОКУПНОМУ ОБЪЕМУ .....	3
3.1.	ТРЕБОВАНИЯ К СОВОКУПНЫМ ОБЪЕМАМ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ОПРЕДЕЛЕНЫ ПО ИТОГАМ ОТБОРОВ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ.....	3
3.2.	ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ ЗАЯВЛЯЕМЫХ В ОТБОР ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	4
3.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ГЕНЕРИРУЮЩЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ, В ОТНОШЕНИИ КОТОРОГО ПЛАНИРУЕТСЯ УЧАСТИЕ В ОТБОРЕ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ .....	6
4.	ФОРМИРОВАНИЕ И ПУБЛИКАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ (ПАРАМЕТРОВ) ДЛЯ КОММОД.....	8
5.	ФОРМИРОВАНИЕ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИМ ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМНОМУ ОПЕРАТОРУ ДАННЫХ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОММОД .....	13
5.1.	ТРЕБОВАНИЯ К ВКЛЮЧЕНИЮ В ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РЕЕСТР СУБЪЕКТОВ ОПТОВОГО РЫНКА ДЛЯ УЧАСТИЯ В ОТБОРЕ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ .....	13
5.2.	ФОРМИРОВАНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО РЕЕСТРА УЧАСТНИКОВ КОММОД .....	13
5.3.	ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ И ТИПАМ ПРОЕКТОВ, ЗАЯВЛЯЕМЫМ К ОТБОРУ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	15
5.4.	ФОРМИРОВАНИЕ КО ИТОГОВОГО РЕЕСТРА УЧАСТНИКОВ КОММОД .....	29
5.5.	ФОРМИРОВАНИЕ КО ПРЕДЕЛЬНЫХ МАКСИМАЛЬНЫХ И МИНИМАЛЬНЫХ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ДЛЯ ЗАЯВЛЕННЫХ УЧАСТНИКАМИ ПРОЕКТОВ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ .....	31
6.	ПОРЯДОК ПОДАЧИ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА МОДЕРНИЗАЦИЮ .....	35
7.	ПОРЯДОК РАССМОТРЕНИЯ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА МОДЕРНИЗАЦИЮ.....	36
7.1.	ФОРМИРОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ ПРИНЯТЫХ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК.....	36
7.2.	ФОРМИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	37
8.	ПРОВЕДЕНИЕ ОТБОРА ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ .....	39
8.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ .....	39
8.2.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....	39
8.3.	РАНЖИРОВАНИЕ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК .....	40
8.4.	ОТБОР ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК.....	41
8.5.	ФОРМИРОВАНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПЕРЕЧНЯ ОТОБРАННЫХ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	42
9.	ФОРМИРОВАНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ГРАФИКА РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ.....	43
10.	ФОРМИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОММОД .....	44
11.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДОГОВОРА КУПИ-ПРОДАЖИ (ПОСТАВКИ) МОЩНОСТИ И ПЕРЕДАЧА РЕЕСТРОВ ДОГОВОРОВ КОММОД .....	47

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий Регламент разработан в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка), и устанавливает порядок подготовки и проведения Системным оператором (далее – СО) при участии Коммерческого оператора оптового рынка (далее – КО) и Совета рынка отборов проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (далее – отбор проектов модернизации или КОММод), требования к субъектам оптового рынка, заявляющим намерение принимать участие в отборе проектов модернизации, порядок публикации СО информации, необходимой для проведения отборов проектов модернизации, и их результатов, порядок взаимодействия СО, КО, Совета рынка и субъектов оптового рынка при подготовке, проведении и объявлении результатов КОММод.

1.2. Положения настоящего Регламента распространяются:

- на субъектов оптового рынка, участвующих в продаже мощности и намеренных принять или принимающих участие в отборе проектов модернизации (далее – поставщики мощности или участники КОММод);
- СО;
- Совет рынка;
- КО.

1.3. Для целей настоящего Регламента используются понятия и термины, соответствующие определениям, установленным законодательством Российской Федерации, Правилами оптового рынка, а также *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* и регламентами оптового рынка.

1.4. Точность расчетов и принципы округления

Величины мощности в соответствии с настоящим Регламентом рассчитываются в мегаваттах с точностью до трех знаков после запятой (до киловатт).

Стоимостные величины и ценовые параметры в соответствии с настоящим Регламентом рассчитываются в рублях с точностью до двух знаков после запятой (до копеек).

Округление величин, рассчитываемых в соответствии с настоящим Регламентом, производится методом математического округления, если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.

В случае если субъектом оптового рынка подана какая-либо величина без указания значений разрядов десятичной записи с предусмотренной точностью, считается, что для этих разрядов были поданы значения, равные нулю.

## 2. СРОКИ ПОДАЧИ (ПРИЕМА) ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК ДЛЯ УЧАСТИЯ В КОММОД

Срок подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации составляет 2 рабочих дня и устанавливается СО исходя из следующих требований:

– для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года дата окончания срока подачи (приема) ценовых заявок – не позднее истечения 2 месяцев с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» и публикуется в составе исходных данных (параметров), необходимых для проведения КОММод, в соответствии с п. 4 настоящего Регламента;

– для отборов, проводимых с 2019 по 2025 (включительно) годы с началом поставки мощности в году, наступающем через 5 календарных лет после года проведения отбора, дата окончания срока подачи (приема) заявок должна быть не позднее 1 сентября года.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ И ТИПАМ ПРОЕКТОВ, ЗАЯВЛЯЕМЫМ В ОТБОР ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ, И ИХ СОВОКУПНОМУ ОБЪЕМУ

3.1. Требования к совокупным объемам установленной мощности, которые могут быть определены по итогам отборов по модернизации

Значения максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации, для каждой ценовой зоны оптового рынка для каждого года периода начала поставки мощности по итогам отбора проектов модернизации устанавливаются решением Правительства Российской Федерации на основе генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, утвержденной Правительством Российской Федерации в установленном порядке, и не могут превышать:

- для 2022 года для первой ценовой зоны оптового рынка 2,4 ГВт и для второй ценовой зоны оптового рынка 0,6 ГВт,

- для последующих лет для первой ценовой зоны оптового рынка 3,2 ГВт и для второй ценовой зоны оптового рынка 0,8 ГВт.

В отсутствие такого решения, принятого не позднее 30 календарных дней до даты окончания срока приема ценовых заявок участников отбора проектов модернизации, указанной в разделе 2 настоящего Регламента, значения максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, определенных по итогам отбора проектов модернизации, определяются равными указанным в настоящем пункте значениям.

### 3.2. Требования к содержанию заявляемых в отбор проектов модернизации

На отборе проектов модернизации подлежат рассмотрению проекты, содержащие одно или несколько мероприятий, указанных в подпункте 1 и (или) подпункте 2 настоящего пункта, которые могут быть дополнены одним или несколькими сопутствующими мероприятиями, указанными в подпункте 3 настоящего пункта:

1) модернизация котельного оборудования, которая заключается в реализации любого из следующих мероприятий:

1.1) комплексная замена котлоагрегата (котлоагрегатов);

1.1.1) на газовом топливе;

1.1.2) на угольном топливе;

1.2) замена в полном объеме следующих элементов:

1.2.1) барабан котлоагрегата (не требуется для прямоточных котлов);

1.2.2) пароперегреватель котлоагрегата;

1.2.3) топочный экран котлоагрегата;

1.2.4) перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата.

2) модернизация турбинного оборудования, которая заключается в реализации любого из следующих мероприятий:

2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины);

2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной;

2.2.1) без котла-утилизатора;

2.2.2) с котлом-утилизатором;

2.3) замена цилиндра высокого давления;

2.4) замена цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией одного из следующих элементов:

2.4.1) часть (цилиндр) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара;

2.4.2) часть (цилиндр) среднего давления (или часть среднего и низкого давления) турбины без промежуточного перегрева пара;

- 2.4.3) цилиндр низкого давления турбины;
- 3) сопутствующие мероприятия:
  - 3.1) комплексная замена генератора;
  - 3.2) замена ротора генератора;
  - 3.3) строительство градирни и циркуляционной насосной станции;
  - 3.4) замена регенеративных подогревателей;
  - 3.5) замена трубопроводов острого пара, промперегрева, питательной воды технологического соединения «котел-турбина»;
  - 3.6) замена/установка золоулавливающего оборудования:
    - 3.6.1) замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры;
    - 3.6.2) замена существующего золоулавливающего оборудования на рукавные фильтры;
    - 3.6.3) замена существующего золоулавливающего оборудования на иные виды золоулавливающего оборудования;
  - 3.7) замена/строительство дымовой трубы на угольной электростанции;
  - 3.8) замена/строительство систем приема, подготовки и распределения топлива на угольной электростанции;
    - 3.8.1) модернизация склада угля, подразумевающая строительство защитных экранов, подпорных стенок, установок оросительных/туманообразующих, укладчика-заборщика роторного;
    - 3.8.2) строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием;
  - 3.9) строительство нового / реконструкция / расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж котла, котла-утилизатора, газовой турбины, генератора, паровой турбины:
    - 3.9.1) реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж новой газовой турбины:
      - 3.9.1.1) без котла-утилизатора;
      - 3.9.1.2) с котлом-утилизатором;
    - 3.9.2) строительство нового корпуса для котельного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых котлоагрегатов:
      - 3.9.2.1) для ТЭС на газовом топливе;
      - 3.9.2.2) для ТЭС на угольном топливе;
    - 3.9.3) строительство нового корпуса для турбинного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых турбин:
      - 3.9.3.1) для ТЭС на газовом топливе;
      - 3.9.3.2) для ТЭС на угольном топливе;
    - 3.9.4) приведение в соответствие действующим нормативно-техническим документам существующего здания главного корпуса с паровыми угольными котлами и паровыми турбинами;
    - 3.9.5) приведение в соответствие действующим нормативно-техническим документам существующего здания главного корпуса с паровыми турбинами и газовыми котлами;

- 3.10) строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости;
- 3.11) замена барабана котлоагрегата (не требуется для прямоточных котлов);
- 3.12) замена пароперегревателя котлоагрегата;
- 3.13) замена топочного экрана котлоагрегата;
- 3.14) замена перепускных трубопроводов с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата.

Под мероприятием, указанным в данном перечне, понимается выполнение соответствующих работ, предусмотренных приложением 10 к настоящему Регламенту.

### **3.3. Требования к генерирующему оборудованию, в отношении которого планируется участие в отборе проектов модернизации**

**3.3.1.** В отборе проектов модернизации могут участвовать поставщики – участники оптового рынка, осуществляющие поставку (покупку) электрической энергии и мощности на оптовом рынке с использованием группы точек поставки, зарегистрированных в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, соответствующих критериям, установленным в настоящем пункте, при условии выполнения такими участниками оптового рынка требований, установленных Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.

Функционирующее до реализации мероприятий по модернизации генерирующее оборудование, планируемое к включению в проект модернизации генерирующего объекта, должно удовлетворять следующим критериям:

1) для генерирующих объектов, в отношении которых планируется реализация мероприятий, указанных в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, год выпуска котлоагрегата наступил ранее, чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;

2) каждая турбина в составе ЕГО, в отношении которой планируется реализация мероприятий, указанных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, по состоянию на 1 января года, в котором проводится отбор проектов модернизации, должна была быть задействована в работе не менее:

270 000 часов для турбин с давлением острого пара 10 МПа и менее;

220 000 часов для турбин с установленной мощностью менее 350 МВт и давлением острого пара более 10 МПа;

100 000 часов для турбин с установленной мощностью 350 МВт и более и давлением острого пара более 10 МПа;

3) показатель востребованности каждой функционирующей до реализации мероприятий по модернизации ЕГО, планируемой к включению в проект модернизации генерирующего объекта за период, состоящий из 24 месяцев, предшествующих месяцу, в котором устанавливается соответствие генерирующих объектов настоящему критерию, без учета периодов проведения плановых ремонтов соответствующих генерирующих объектов, не превышающих 360 календарных дней, имеет значение не менее 0,4;

4) в отношении каждой функционирующей до реализации мероприятий по модернизации ЕГО, планируемой к включению в проект модернизации генерирующего объекта, отсутствует решение о согласовании вывода из эксплуатации, выданное после 1 января 2019 года уполномоченным органом в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484;

5) мощность каждой функционирующей до реализации мероприятий по модернизации ЕГО, планируемой к включению в проект модернизации генерирующего объекта, на 1-е число месяца, в котором устанавливается соответствие генерирующих объектов настоящему критерию (на 1-е число месяца формирования предварительного Реестра участников КОММод в соответствии с п. 5.2.1 настоящего Регламента), не поставляется по договорам о предоставлении мощности (далее – ДПМ).

**3.3.2.** Показатель востребованности ( $k_{\text{вост},g}$ ) ЕГО КОММод, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{вост},g} = \frac{\sum_{d \in D} D_d^{\text{вкл},g}}{(D - \min(\sum_{d \in D} D_d^{\text{пл},g}; 360))},$$

где  $D$  – количество суток в периоде, состоящем из 24 календарных месяцев, предшествующих месяцу, в котором устанавливается соответствие ЕГО предусмотренному настоящим пунктом критерию (при проведении отбора на 2022–2024 годы – период с 1 марта 2017 года по 28 февраля 2019 года), но не более периода функционирования ЕГО на оптовом рынке;

$\sum_{d \in D} D_d^{\text{пл},g}$  – количество суток в течение периода  $D$ , в которые для ЕГО  $g$  во всех часах суток  $d$  величина согласованных плановых ремонтных снижений мощности ( $\Delta_{1,h}^g$ ), рассчитанная в соответствии с п. 3.4.6 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), была больше нуля;

$\sum_{d \in D} D_d^{\text{вкл},g}$  – количество суток в течение периода  $D$ , в которые ЕГО  $g$  находилась во включенном состоянии не менее одного часа.

Значение коэффициента востребованности округляется до 3 (трех) знаков после запятой.

Состояние «включено/отключено» для ЕГО определяется в порядке, установленном п. 6.2 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

Данный критерий не применяется в отношении проектов модернизации, включающих мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, предусматривающих перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла.

3.3.3. В случае намерения реализовать в рамках соответствующего проекта модернизации мероприятий по модернизации котлоагрегата (-ов), указанных в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, в проект модернизации генерирующего объекта включаются ЕГО, на режим работы которой (-ых) влияет вывод из работы указанного котлоагрегата (-ов). При этом не допускается включение в состав проекта модернизации генерирующего объекта нескольких ЕГО, если снижение установленной мощности электростанции, обусловленное выводом из работы соответствующего котлоагрегата (-ов) на период реализации мероприятий по модернизации, могло быть обеспечено установленной мощностью меньшего количества ЕГО, включенных в проект модернизации.

Не допускается включение в состав проекта модернизации:

а) генерирующего оборудования, в отношении которого не планируется реализация мероприятий по модернизации либо вывод из эксплуатации после реализации проекта модернизации, за исключением проектов, в рамках которых планируется реализация мероприятий по модернизации, указанных в подп. 1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента;

б) мероприятий по модернизации, указанных в подп. 3.9.1 п. 3.2 настоящего Регламента, в случае отсутствия в составе проекта заявленных мероприятий, указанных в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента;

в) мероприятий по модернизации, указанных в подп. 3.9.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в случае отсутствия в составе проекта заявленных мероприятий, указанных в подп. 1.1 п. 3.2 настоящего Регламента;

г) мероприятий по модернизации, указанных в подп. 3.9.3 п. 3.2 настоящего Регламента, в случае отсутствия в составе проекта заявленных мероприятий, указанных в подп. 2.1, 2.3, 2.4 п. 3.2 настоящего Регламента;

д) мероприятий, указанных в подп. 3.6, 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента, относящихся к котлоагрегатам, в отношении которых не планируется выполнение мероприятий, указанных в подп. 1 пункта 3.2 настоящего Регламента или технологически не связанных с турбинами, функционирующими после реализации мероприятий по модернизации и в отношении которых зарегистрирована условная ГТП;

е) мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, без включения в такой проект мероприятия, указанного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, либо вывода из эксплуатации

по результатам реализации проекта модернизации одной или нескольких ЕГО. Соответствующие мероприятия по модернизации должны предусматривать перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла;

ж) мероприятий, указанных в подп. 3.11–3.14 п. 3.2 настоящего Регламента, относящихся к котлоагрегатам, технологически не связанных с турбинами, в отношении которых планируется выполнение мероприятий, указанных в подп. 2 пункта 3.2 настоящего Регламента;

з) мероприятий по модернизации, указанных в подп. 3.1 или 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в случае наличия в составе проекта заявленных мероприятий, указанных в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента в отношении того же турбоагрегата;

и) мероприятий, реализованных до отбора проектов модернизации.

Значения числовых параметров (за исключением установленной мощности) оборудования генерирующего объекта после проведения мероприятий по модернизации должны быть не ниже значений объемных параметров, указанных при заявлении технических параметров проектов модернизации согласно подп. «к»–«н» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента.

3.3.4. Требования по локализации производства нового оборудования, вводимого по итогам реализации проектов, отобранных по итогам отбора проектов модернизации, для различных мероприятий по модернизации, указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, устанавливаются в соответствии с Требованиями к промышленной продукции, предъявляемыми в целях отнесения к продукции, произведенной на территории Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719.

#### **4. ФОРМИРОВАНИЕ И ПУБЛИКАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ (ПАРАМЕТРОВ) ДЛЯ КОММОД**

4.1. Публикация информации перед проведением отборов проектов модернизации осуществляется Системным оператором на официальном сайте СО и сайте КОМ СО.

4.2. Публикации подлежит следующая информация:

1) срок подачи (приема) ценовых заявок на отбор проектов модернизации, срок предоставления в СО технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования, а также требования к содержанию ценовых заявок и технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования, подаваемых участниками отбора проектов модернизации, а также способы и период их представления в целях участия в таком отборе;

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;

3) значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для каждой из указанных в подпункте 2 настоящего пункта территорий и для каждой ценовой зоны оптового рынка;

4) значение нормы доходности, рассчитанное КО в соответствии с п. 4.3.3 настоящего Регламента по результатам года, предшествующего году, в котором проводится отбор проектов модернизации;

5) среднее значение цен, рассчитанных КО в соответствии с п. 4.3.4 настоящего Регламента по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, для каждой ценовой зоны оптового рынка за период, состоящий из 12 календарных месяцев, оканчивающийся не позднее 60 дней до начала периода подачи заявок на отбор проектов модернизации;

6) индексы потребительских цен за каждый год, входящий в период с 1 января 2018 года до 31 декабря года, предшествующего году, в котором проводится отбор.

Указанная в настоящем пункте информация подлежит публикации не позднее 20 календарных дней до даты начала периода приема ценовых заявок КОММОд, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента (при проведении отбора на 2022–2024 годы – не позднее 7 марта 2019 года).



В случае вступления в силу изменений в Правила оптового рынка, иных актов Правительства РФ по вопросам проведения КОММод, указанная информация подлежит повторной публикации СО в трехдневный срок с даты вступления в силу таких нормативных правовых актов.

#### 4.3. Формирование данных для публикации.

4.3.1. Перечень заявляемых в составе ценовых заявок параметров и порядок их заполнения установлен в разделах 5 и 6 настоящего Регламента.

4.3.2. Территории, по которым определяется значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, и соответствующие значения максимального совокупного снижения установленной мощности таких генерирующих объектов определяются СО на основании данных, указанных в Схеме и программе развития ЕЭС России (далее – СиПР), утвержденной Минэнерго России в установленном порядке (для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года используется СиПР, утвержденная в 2018 году), исходя из объемов установленной мощности генерирующих объектов с учетом статистической информации о технологических ограничениях на производство или выдачу в сеть электрической энергии (мощности) и ремонтных снижениях мощности соответствующих генерирующих объектов, прогнозируемых объемов потребления электрической энергии (мощности) в энергорайонах, ограничений на передачу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям, объемов снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых реализуются мероприятия по модернизации в соответствии с заключенными ранее договорами.

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 2022–2024 годы, установлен в приложении 8 к настоящему Регламенту.

Значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации ( $P_{r,T_X}^{\text{сниж}}$ ), рассчитываются для расчетных зимнего и летнего часов максимума потребления мощности каждого года  $X$ , включенного в СиПР, по формуле:

$$P_{r,T_X}^{\text{сниж}} = \min\{(P_{r,T_X}^{\text{раб}} - P_{r,T_X}^{\text{потр}} + P_{r,T_X}^{\text{мдп}} + P_{r,T_X}^{\text{сп}} - \sum_{g \in r} dP_{g,T_X}^{\text{сниж}}); P_{R_l,T_X}^{\text{сниж}}\},$$

$$r \in R_l, R_{l-1} \in R_l, 1 \leq l \leq \max\{l | r \in R_l\}, R_0 = \emptyset,$$

$P_{R_l,T_X}^{\text{сниж}}$  – рассчитанное по данной формуле значение максимального снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $R_l$ , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, при условии, что выделенная территория энергосистемы или энергорайона  $r$  входит в состав ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $R_l$  ( $l$  – уровень «вложенности» территории (определяется для выделенных территорий энергосистем или энергорайонов, входящих в состав более крупных энергорайонов, энергосистем, ОЭС;

где  $T_X$  – расчетные часы зимнего (декабрь) и летнего (июль) максимумов потребления мощности в году  $X$ , в отношении которых определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС (энергосистем, энергорайонов)  $r$ , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации;

$P_{r,T_X}^{\text{потр}}$  – расчетный собственный максимум потребления мощности соответствующей ОЭС, энергосистемы или энергорайона  $r$  в году  $X$ . Величина зимнего максимума потребления мощности соответствует величине максимума потребления мощности в границах ОЭС (энергосистем, энергорайонов)  $r$  в году  $X$ , учтенной в утвержденной СиПР, величина летнего максимума потребления мощности определяется на основании величины зимнего максимума потребления с применением усредненного за последние три года коэффициента, учитывающего соотношение максимального потребления мощности соответствующей ОЭС (энергосистемы, энергорайона)  $r$  в дни зимнего и летнего контрольных замеров. Зимний (летний) максимум

потребления мощности энергорайона  $r$  в году  $X$  определяется на основании зимнего (летнего) максимума потребления мощности энергосистемы, в состав которой входит данный энергорайон, в году  $X$  с применением усредненного за последние три года коэффициента, учитывающего соотношение максимального потребления мощности соответствующей энергосистемы и энергорайона  $r$  в дни зимнего (летнего) контрольных замеров;

$P_{r,T_X}^{мдп}$  – минимальная из величин максимально допустимого перетока мощности «на прием» в энергосистему или энергорайон  $r$  в соответствующем контролируемом сечении, определяемая на час зимнего максимума потребления мощности – в единичной ремонтной схеме, на час летнего максимума потребления мощности – в двойной ремонтной схеме. Показатель  $P_{r,T_X}^{мдп}$  при выполнении расчетов значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, принимается равным 0 МВт;

$P_{r,T_X}^{сп}$  – величина сальдо перетоков мощности на час максимума потребления ОЭС (энергосистемы или энергорайона)  $r$  с зарубежными энергосистемами в часы максимума потребления мощности зимнего и летнего дней контрольных замеров в году, предшествующем году выполнения расчетов. При этом положительным считается сальдо перетоков «на прием» в ОЭС (энергосистему или энергорайон)  $r$ , отрицательным – «на выдачу» из ОЭС (энергосистемы или энергорайона)  $r$ ;

$dP_{g,T_X}^{сниж}$  – снижения установленной мощности в период реализации мероприятий по модернизации в июле и декабре года  $X$  генерирующих объектов  $g$ , функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в отношении которых заключены договоры, предусмотренные подпунктом 15 пункта 4 Правил оптового рынка, на основании результатов предыдущих отборов;

$P_{r,T_X}^{раб}$  – рабочая мощность всех генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в расчетный час  $T_X$  года  $X$ , определяемая по формуле:

$$P_{r,T_X}^{раб} = P_{r,T_X}^{уст} - P_{r,T_X}^{огр} - P_{r,T_X}^{рем},$$

где  $P_{r,T_X}^{уст} = \sum_{g \in r} P_{g,T_X}^{уст}$ ,

$P_{g,T_X}^{уст}$  – установленная мощность генерирующих объектов  $g$ , функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в расчетный час  $T_X$  года  $X$ , определяемая с учетом:

- а) планов по вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в утвержденной СиПР на год не позднее года  $X$ ;
- б) планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования, учтенных при расчете режимно-балансовой ситуации в утвержденной 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)
  - и
  - в отношении которого подано заявление о намерении поставлять мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей на год  $X$  и (или) последующие годы (которое включено в перечень заявлений, передаваемый Советом рынка в адрес СО не позднее 5 рабочих дней до даты опубликования необходимой информации для проведения отборов в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента);
- в) результатов КОМ НГО с датой начала поставки мощности, наступающей не позднее года  $X$ .

При этом величина установленной мощности генерирующих объектов  $g$  на расчетный летний час максимума потребления мощности в году  $X$  принимается равной величине установленной

мощности на расчетный зимний час максимума потребления мощности в году  $X-1$ , сниженной на величину установленной мощности генерирующих объектов, запланированных в соответствии с СиПР к выводу из эксплуатации не позднее года  $X$  (с учетом особенностей, указанных в буллите «б» настоящего пункта), за исключением объектов, подлежащих строительству по результатам КОМ НГО, в отношении которых установленная мощность определяется из даты начала поставки мощности в соответствии с договором купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО;

$$P_{r,T_X}^{\text{огр}} = \sum_{g \in r} P_{g,T_X}^{\text{огр}},$$

$P_{g,T_X}^{\text{огр}}$  – ограничения установленной мощности генерирующих объектов  $g$ , функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в расчетные летний и зимний часы  $T_X$  года  $X$ , для электростанций оптового рынка (ТЭС и АЭС) – соответствующие зарегистрированным СО в отношении июля и декабря года, предшествующего году проведения отбора  $P_{r,T_X}^{\text{сниж}}$ , в соответствии с Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка); в отношении генерирующих объектов СЭС и ВЭС величина  $P_{g,T_X}^{\text{огр}}$  принимается равной  $P_{g,T_X}^{\text{уст}}$ ; в отношении ГЭС оптового рынка, а также генерирующих объектов розничных рынков величина  $P_{g,T_X}^{\text{огр}}$  принимается равной среднему за 5 лет, предшествующих году проведения отбора, значению разницы их установленной мощности и средней фактической нагрузки в часы суточных максимумов потребления мощности ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$  в июле и декабре;

$P_{r,T_X}^{\text{рем}}$  – суммарное ремонтное снижение мощности генерирующих объектов участников оптового рынка, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , определяемое по формуле:

$$P_{r,T_X}^{\text{рем}} = \begin{cases} P_{r,\text{сред}}^{\text{рем}}, & \text{если } P_{r,\text{сред}}^{\text{рем}} = 0 \text{ или } P_{r,\text{сред}}^{\text{рем}} \geq P_{r,\text{ЕГО мин}}^{\text{уст}} \\ P_{r,\text{ЕГО мин}}^{\text{уст}}, & \text{если } 0 < P_{r,\text{сред}}^{\text{рем}} < P_{r,\text{ЕГО мин}}^{\text{уст}} \end{cases},$$

где  $P_{r,\text{ЕГО мин}}^{\text{уст}}$  – наименьшее из значений установленной мощности ЕГО, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ ;

$P_{r,\text{сред}}^{\text{рем}}$  – среднее за 5 лет, предшествующих году проведения отбора, значение фактических ремонтных снижений мощности генерирующих объектов, находившихся в ремонте на основании разрешенных диспетчерских заявок, расположенных на электростанциях оптового рынка, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , зарегистрированных СО в часы зимнего и летнего максимумов потребления мощности.

Величина  $P_{r,X}^{\text{сниж}}$ , рассчитанная в отношении зимнего часа максимума потребления мощности в году  $X$ , устанавливает максимальную величину совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в период с октября по декабрь года  $X$  и с января по апрель года  $X+1$ .

Величина  $P_{r,X}^{\text{сниж}}$ , рассчитанная в отношении летнего часа максимума потребления мощности в году  $X$ , устанавливает максимальную величину совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, в период с мая по сентябрь года  $X$ .

Округление величин максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих в границах ОЭС, выделенных территорий энергосистем или энергорайонов  $r$ , в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации ( $P_{r,T_X}^{\text{сниж}}$ ), осуществляется методом математического округления до целых значений.

4.3.3. Значение нормы доходности по результатам года  $X-1$ , предшествующего году, в котором проводится отбор проектов модернизации, определяется следующим образом:

$$НД_i = (1 + НД_6) \cdot \frac{1 + ДГО_{X-1}}{1 + ДГО_6} - 1,$$

где  $НД_6$  – базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала в размере 0,14 (14 процентов годовых);

$ДГО_{X-1}$  – средняя доходность долгосрочных государственных обязательств, определяемая по результатам года  $X-1$  в соответствии с приложением 3 к настоящему Регламенту;

$ДГО_6$  – базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств в размере 0,085 (8,5 процента годовых).

Значение нормы доходности, выраженной в долях, округляется методом математического округления до 11 знаков после запятой.

Информация о значении нормы доходности по результатам года, предшествующего году, в котором проводится отбор проектов модернизации, представляется КО в СО не позднее чем за 21 календарный день до даты начала периода приема ценовых заявок участников КОММОд, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента (при проведении отбора на 2022–2024 годы – не позднее 6 марта 2019 года).

4.3.4. Среднее значение цен по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$  за период  $T$  определяется по формуле:

$$Ц_{z,X}^{PCB\_сред} = \frac{1}{N_h} \cdot \sum_{h \in T} \left( \frac{1}{N_{q_{h,z}}} \cdot \sum_{q \in z} \lambda_{i,q,h}^{ГТП} \right) \text{ (руб./МВтч)},$$

где  $\lambda_{i,q,h}^{ГТП}$  – цена электроэнергии в ГТП генерации, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, в ГТП генерации  $q$  для участника оптового рынка  $i$  в час операционных суток  $h$ , в соответствии с пунктом 5.3.2. Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) (руб./МВтч);

$N_{q_{h,z}}$  – количество ГТП генерации, отнесенных к ценовой зоне  $z$ , в час  $h$ , принадлежащий периоду  $T$ , в отношении которых была определена величина  $\lambda_{i,q,h}^{ГТП}$ ;

$N_h$  – количество часов в периоде  $T$ ;

$T$  – период с 1-го числа первого месяца периода, равного 12 календарным месяцам, оканчивающимся не позднее 60 календарных дней до даты начала периода подачи заявок на отбор проектов модернизации, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента, по последний день двенадцатого месяца указанного периода;

$X$  – текущий год (год отбора проектов модернизации).

Среднее значение цен по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед ( $Ц_{z,X}^{PCB\_сред}$ ) округляется методом математического округления до 2 знаков после запятой.

Рассчитанные в соответствии с данным пунктом средние значения цен РСВ по ценовым зонам оптового рынка представляются КО в СО не позднее чем за 21 календарный день до начала периода приема ценовых заявок участников КОММОд (при проведении отбора на 2022–2024 годы – не позднее 6 марта 2019 года).

4.3.5. Величина индекса потребительских цен для каждого года, входящего в период с 1 января 2018 года до 31 декабря года, предшествующего году, в котором проводится КОММОд, ( $ИПЦ_Y$ ), определяется КО в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в декабре года  $Y$  к декабрю года  $Y-1$ , 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). Определенные в указанном порядке значения индекса потребительских цен представляются КО в СО не позднее чем за 21 календарный день до начала периода приема ценовых заявок участников КОММОд (при проведении отбора на 2022–2024 годы – не позднее 6 марта 2019 года).

## 5. ФОРМИРОВАНИЕ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИМ ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМНОМУ ОПЕРАТОРУ ДАННЫХ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОММОД

### 5.1. Требования к включению в предварительный реестр субъектов оптового рынка для участия в отборе проектов модернизации

- 5.1.1. Формирование предварительного реестра субъектов оптового рынка для участия в отборе проектов модернизации (далее – предварительный реестр участников КОММОд) осуществляется КО на период, на который проводится отбор, в соответствии с п. 5.2 настоящего Регламента.

Для включения в предварительный реестр участников КОММОд за субъектом оптового рынка, планирующим участвовать в отборе проектов модернизации, в отношении генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, на соответствующий год, должна (-ы) быть зарегистрирована (-ы) условная (-ые) ГТП генерации в соответствии с требованиями Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

В случае намерения реализовать в рамках соответствующего проекта модернизации мероприятия по модернизации котлоагрегата, условная ГТП оформляется в отношении генерирующего оборудования, на режим работы которого влияет вывод из работы указанного котлоагрегата с учетом требований пункта 3.3.3 настоящего Регламента.

Каждой единице генерирующего оборудования, в отношении которого планируется реализация мероприятий по модернизации, может соответствовать только одна условная ГТП.

- 5.1.2. В предварительный Реестр участников КОММОд на год, на который проводится отбор, включаются поставщики мощности, выполнившие требования, указанные в п. 5.1.1 настоящего Регламента не позднее 3 (трех) рабочих дней до даты передачи Системному оператору указанного реестра, установленной п. 5.2.1 настоящего Регламента.

### 5.2. Формирование предварительного Реестра участников КОММОд

- 5.2.1. Предварительный Реестр участников КОММОд на период проведения КОММОд, на который проводится отбор, формирует КО и передает СО за 15 рабочих дней до даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок на участие в отборе проектов модернизации на соответствующий год, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента.

- 5.2.2. Предварительный Реестр участников КОММОд содержит:

- перечень субъектов оптового рынка, выполнивших требования, предусмотренные п. 5.1.1 настоящего Регламента;
- для каждого субъекта оптового рынка, включенного в предварительный Реестр участников оптового рынка, — перечень генерирующих объектов (условных ГТП), с указанием электростанции, к которой относится такая условная ГТП;
- в отношении каждой условной ГТП – перечень ЕГО, входящих в состав генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации.

- 5.2.2.1. В отношении каждого субъекта оптового рынка, включенного в предварительный Реестр участников КОММОд, указываются следующие параметры:

- а) регистрационный номер субъекта оптового рынка:

указывается регистрационный номер участника в Реестре субъектов оптового рынка, присвоенный в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

- б) полное и краткое наименование юридического лица.

- 5.2.2.2. В отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП) указываются следующие параметры:

- а) идентификационный код и наименование электростанции:
- указывается идентификационный код и наименование электростанции, в соответствии с регистрационной информацией, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;
- б) местоположение электростанции:
- указывается ценовая зона и субъект Российской Федерации, в соответствии с регистрационной информацией, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;
- в) код и наименование условной ГТП:
- указывается код условной ГТП и ее наименование, зарегистрированные в Реестре субъектов оптового рынка, присвоенные в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- г) основной вид топлива:
- указывается вид топлива, используемый в качестве основного на данном генерирующем объекте (газ или уголь), указанный в Перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования, планируемого ко вводу в эксплуатацию, поданном субъектом оптового рынка по форме 13Д *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

5.2.2.3. В отношении каждой ЕГО, входящей в состав генерирующего оборудования КОММод, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, указываются следующие параметры:

- а) идентификационный код ЕГО:
- указывается код ЕГО в соответствии с регистрационной информацией, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;
- б) величина «установленная мощность» ЕГО:
- указывается значение установленной мощности ЕГО, указанное в Перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования, планируемого к вводу в эксплуатацию, поданном субъектом оптового рынка по форме 13Д *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

5.2.2.4. В отношении каждой ЕГО, входящей в состав генерирующего оборудования КОММод, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, указываются следующие параметры:

- а) идентификационный код и наименование электростанции, в состав которой входит ЕГО:
- указывается идентификационный код и наименование электростанции, зарегистрированное в Реестре субъектов оптового рынка в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- б) код и наименование ГТП, в состав которой входит ЕГО:
- указывается код ГТП и ее наименование, зарегистрированные в Реестре субъектов оптового рынка, присвоенные в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- в) идентификационный код и наименование ЕГО:

указывается код и наименование ЕГО в соответствии с регистрационной информацией, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;

г) величина «установленная мощность» ЕГО:

указывается значение установленной мощности ЕГО в соответствии с регистрационной информацией, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;

д) признак «поставка мощности по ДПМ» ЕГО:

указывается «нет» для ЕГО, входящих в состав ГТП, в отношении которых на 1-е число месяца, предшествующего дате окончания срока подачи (приема) ценовых заявок для участия в отборе проектов модернизации, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента (для КОММОд на 2022–2024 годы – на 1 января 2019 года), не осуществляется поставка мощности по ДПМ; «да» – для иных ЕГО.

5.2.3. Не позднее 1 рабочего дня после получения от КО предварительного Реестра участников КОММОд в соответствии с п. 5.1.1 настоящего Регламента СО публикует на сайте КОМ СО в персональных разделах участников оптового рынка, включенных КО в указанный реестр:

- в отношении каждой ЕГО, входящей в состав генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации:

- показатель востребованности, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.3.2 настоящего Регламента;
- количество часов, в которые турбина задействована в работе (далее также – величина фактической наработки) на 1 января года, в котором проводится КОММОд, на основании данных о наработке с начала эксплуатации, представленных собственником оборудования во исполнение приказа Минэнерго России от 23.07.2012 № 340;

- в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП):

- ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, определяемое как средняя за зимние месяцы (январь, февраль, декабрь) из числа 24 месяцев, предшествующих сроку предоставления в СО технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования, установленному СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента (при проведении отбора на 2022–2024 годы за период с 1 марта 2017 года по 28 февраля 2019 года), величина суммарного технического минимума всех ЕГО, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника и относящихся к тепловым электростанциям, в состав которых входит генерирующее оборудование КОММОд, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации.

### **5.3. Проверка соответствия требованиям к генерирующим объектам и типам проектов, заявляемым к отбору проектов модернизации**

5.3.1. Для проверки соответствия указанным в пп. 3.2 и 3.3 настоящего Регламента требованиям к техническим параметрам генерирующих объектов тепловых электростанций и типам проектов, заявляемых в отбор проектов модернизации на соответствующий год, поставщики мощности в сроки, установленные Системным оператором, но не позднее чем за 14 календарных дней до даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента, представляют Системному оператору технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования, включая перечень планируемых мероприятий по модернизации с указанием технических параметров генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации, по форме 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. Технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования представляются в форме заявки (без указания стоимостных параметров).

В отношении одной условной ГТП, включенной в предварительный Реестр участников КОММОд в соответствии с п. 5.1.2 настоящего Регламента, может быть представлено не более 3 заявок, содержащих технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования.

Информация о сроках начала и окончания представления (приема) технических параметров проектов модернизации, длительность которого составляет 3 рабочих дня, публикуется Системным оператором на сайте КОМ СО перед проведением отбора проектов модернизации в сроки, установленные п. 4.2 настоящего Регламента.

5.3.2. Заявки, содержащие технические параметры проектов модернизации, содержат следующие данные и параметры:

- 5.3.2.1. идентификационные данные участника отбора, подающего заявку, содержащую технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования, – идентификационный код, полное и краткое наименование юридического лица заполняются автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд;
- 5.3.2.2. данные о физическом лице, подписывающем заявку, содержащую технические параметры проектов модернизации генерирующего оборудования, от имени соответствующего участника отбора, – фамилия, имя, отчество и его электронную подпись (далее – ЭП);
- 5.3.2.3. идентификационные данные электростанции (идентификационный код и наименование электростанции) заполняются автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд;
- 5.3.2.4. месторасположение электростанции заполняется автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд;
- 5.3.2.5. данные и параметры в отношении проекта реализации мероприятий по модернизации:
  - а) код условной ГТП – заполняется автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд;
  - б) идентификатор проекта – формируется автоматически средствами сайта КОМ при создании заявки, содержащей технические параметры проекта;
  - в) основной вид топлива (газ или уголь) автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд;
  - г) установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации (МВт) – суммарная величина установленной мощности всех ЕГО, отнесенных к данной условной ГТП;
  - д) изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации (МВт) – разница установленных мощностей генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации;
  - е) величина снижения установленной мощности генерирующего объекта (электростанции) в каждом календарном месяце заявленного периода реализации мероприятий по модернизации для целей формирования предварительного графика реализации мероприятий по модернизации (МВт);
  - ж) перечень типов проектов модернизации, определенных в пункте 3.2 настоящего Регламента, с указанием перечня оборудования, в отношении которого планируется реализация мероприятий по модернизации, технические характеристики которого и перечень планируемых мероприятий заявляются в соответствии с пп. 5.3.2.6 и 5.3.2.7 настоящего Регламента;
  - з) признак планируемого включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования – указывается признак («да»/«нет»). Признак «да» может быть указан только в случае включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (оборудование угольных электростанций с параметрами пара не менее 23 Мпа с высокими экологическими характеристиками или экспериментальных образцов газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более), путем указания в составе заявки, содержащей технические параметры проекта модернизации, мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2



настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого в качестве основного вида топлива указан уголь, и в отношении всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых турбин указано давление острого пара 23 МПа и более, либо мероприятия по подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого в качестве основного вида топлива указан газ, и установленная мощность всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации газотурбинных установок составляет 65 МВт и более;

- и) признак соответствия требованию локализации, указанному в п. 3.3.4 настоящего Регламента, – указывается признак («да»/«нет»);
- к) планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) – указывается 1-е число месяца, который наступает не позднее чем за 6 месяцев и не ранее чем за 36 месяцев до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации. Планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации также не может наступать ранее даты публикации результатов отбора модернизации, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента;
- л) планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) – указывается 1-е число месяца года, в котором планируется начало поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в пределах периода, на который проводится отбор по модернизации;
- м) признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации – указывается признак («да»/«нет»);
- н) количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, которое соответствует периоду времени от планируемой даты начала реализации мероприятий по модернизации до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации и не может составлять менее 6 месяцев и превышать 36 месяцев;
- о) ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, определяемое как средняя за зимние месяцы (январь, февраль, декабрь) из числа 24 месяцев, предшествующих сроку предоставления в СО технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования, установленному СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента (при проведении отбора на 2022–2024 года за период с 1 марта 2017 года по 28 февраля 2019 года), величина суммарного технического минимума всех ЕГО, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника и относящихся к тепловым электростанциям, в состав которых входит генерирующее оборудование КОММод, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации. Значение определяется на основании данных о результатах ВСВГО, опубликованных на сайте ОРЭМ СО в соответствии с п. 8.2 Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- п) признак «поставка мощности по ДПМ» – признак «да»/«нет» формируются автоматически на основании данных предварительного Реестра участников КОММод. Признак «да» формируется, если хотя бы в отношении одной планируемой к включению в проект модернизации ЕГО, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, в предварительном Реестре участников КОММод указан признак «да»;

- 5.3.2.6. данные и параметры в отношении функционирующего до реализации мероприятий по модернизации оборудования, планируемого к включению в проект модернизации:
- а) идентификационные данные электростанции (идентификационный код и наименование электростанции) заполняются автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд);
  - б) вид оборудования (паровая турбина, котлоагрегат, генератор и т.д.) и перечень планируемых мероприятий по модернизации выбираются из списка в соответствии с пунктом 3.2 настоящего Регламента, при этом перечень планируемых мероприятий по модернизации выбирается в зависимости от выбранного оборудования. Перечень паровых турбин формируется автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд, в отношении иного оборудования заполняется вручную. При включении в проект модернизации мероприятий, указанных в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении паровых турбин, включаемых в такой проект и функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента не указываются;
  - в) идентификатор основного/связанного оборудования:
    - в отношении турбин и генераторов соответствующих турбин идентификационный код формируется автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд и соответствуют цифровому коду ЕГО, указанному в Акте регистрации ГЕМ;
    - в отношении котлоагрегатов указывается станционный номер котлоагрегата, а в случае замены одного корпуса двухкорпусного котлоагрегата (котлоагрегата дубль-блока) указывается станционный номер корпуса;
    - в отношении оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.9.1, 3.9.3 пункта 3.2 настоящего Регламента, указываются идентификационные коды одной или нескольких турбин из перечня турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, в отношении которых заявлены мероприятия по подп. 2.2 и подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента соответственно;
    - в отношении оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.4, 3.5 пункта 3.2 настоящего Регламента, указывается идентификационный код турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации;
    - в отношении оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.9.2 пункта 3.2 настоящего Регламента, указываются станционные номера одного или нескольких котлоагрегатов из перечня котлоагрегатов, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, в отношении которых заявлены мероприятия по подп. 1.1 п. 3.2 настоящего Регламента;
    - в отношении оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.6, 3.10 пункта 3.2 настоящего Регламента, указываются один или несколько котлоагрегатов из перечня котлоагрегатов, в отношении которых заявлены мероприятия по подп. 1.1 п. 3.2 настоящего Регламента, с возможностью дополнения котлоагрегатами, технологически связанными с турбинами, функционирующими до реализации мероприятий по модернизации и в отношении которых зарегистрирована условная ГТП;
  - г) станционный номер оборудования, в отношении турбин формируется автоматически на основании Реестра фактических параметров, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего*

*оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), в отношении иного оборудования заполняется вручную;*

- д) заводской номер оборудования заполняется вручную;
- е) тип оборудования: в отношении турбин формируется автоматически на основании маркировки турбины, зарегистрированной по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации, в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, в отношении иного оборудования выбирается из списка с возможностью его корректировки вручную;
- ж) данные о заводе-изготовителе – параметр выбирается из списка с возможностью его корректировки вручную;
- з) установленная мощность (МВт) – параметр заполняется в отношении турбин, данные формируются автоматически на основании информации, зарегистрированной по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации, в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. В отношении оборудования, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.9.1, 3.9.3 п. 3.2 настоящего Регламента) параметр формируется автоматически как суммарная установленная мощность связанных турбин, указанных в соответствии с подп. «в» настоящего пункта;
- и) давление острого пара (МПа) – параметр заполняется только в отношении турбин;
- к) номинальная паропроизводительность (т/час) – параметр заполняется в отношении котлоагрегатов для проектов, в состав которого включены мероприятия по подп. 1, 3.6, 3.9.2, 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента;
- л) номинальная активная мощность (МВт) – параметр заполняется только в отношении генераторов для проектов, в состав которого включены мероприятия по подп. 3.1, 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента;
- м) год выпуска: для турбин заполняется автоматически на основании данных, заявленных для целей участия в КОМ, проведенном в году, предшествующем году проведения отборов проектов модернизации, в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* (при проведении отбора на 2022–2024 годы – согласованную с СО в рамках предварительного согласования технических параметров генерирующего оборудования, заявляемого в КОМ на 2022 год), для иного оборудования заполняется вручную (для генератора в случае ранее проведенной замены статора и ротора в различные годы и включения в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента, указывается год выпуска ротора, в случае включения в состав проекта модернизации мероприятия, указанного в подп. 3.1 п. 3.2 настоящего Регламента, указывается год выпуска последнего замененного элемента (статора/ротора)). В случае отсутствия информации о годе выпуска оборудования указывается год ввода в эксплуатацию;
- н) минимальное требуемое значение наработки (часы) – параметр заполняется только в отношении турбин, данные формируются автоматически в соответствии с п. 3.3.1 настоящего Регламента, исходя из значений установленной мощности ЕГО, указанной в подп. «з» настоящего пункта, и давления острого пара турбины, указанного в подп. «и» настоящего пункта;

- о) фактическая наработка на 1 января календарного года, в котором проводится отбор (часы) – количество часов, в которые турбина была задействована в работе с начала периода эксплуатации оборудования. Параметр заполняется только в отношении турбин;
- п) показатель востребованности – указывается в отношении турбин, значение рассчитывается в соответствии с п. 3.3 настоящего Регламента и не должен превышать значение, опубликованное СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента на сайте КОМ СО в персональных разделах участников оптового рынка;
- р) признак планируемого вывода из эксплуатации – указывается только в отношении турбин, которые планируется вывести из эксплуатации после реализации проекта модернизации в порядке, установленном Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484, в случае заявления в составе такого проекта мероприятия по подп. 2.1, 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента. При этом участником может быть указано намерение вывода из эксплуатации, отличное от указанного в пп. 2, 3 формы 13Д *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- с) высота дымовой трубы (м) – параметр заполняется только в случае заявления в составе проекта мероприятия по подп. 3.7 п. 3.2 настоящего Регламента для генерирующего объекта (условной ГТП), в отношении которого в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь;

5.3.2.7. данные и параметры в отношении функционирующего после реализации мероприятий по модернизации оборудования, планируемого к включению в проект модернизации:

- а) идентификационные данные электростанции (идентификационный код и наименование электростанции) заполняются автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд;
- б) вид оборудования (паровая (газовая) турбина, котлоагрегат, генератор и т.д.) и перечень планируемых мероприятий по модернизации выбираются из списка в соответствии с пунктом 3.2. настоящего Регламента, при этом перечень планируемых мероприятий по модернизации выбирается в зависимости от выбранного оборудования. Перечень паровых турбин формируется автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд, в отношении иного оборудования заполняется вручную. Мероприятия, указанные в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, указываются только в отношении газовых турбин, включаемых в такой проект и функционирующих после реализации мероприятий по модернизации;
- в) идентификатор основного/связанного оборудования:
  - в отношении турбин и генераторов – идентификационный код соответствующих турбин, формируется автоматически на основании предварительного Реестра участников КОММОд и соответствуют цифровому коду ЕГО, указанному в Акте регистрации ГЕМ;
  - в отношении котлоагрегатов указывается станционный номер котлоагрегата, а в случае замены одного корпуса двухкорпусного котлоагрегата (котлоагрегата дубль-блока) указывается станционный номер корпуса;
  - в отношении оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.9.1, 3.9.3 пункта 3.2 настоящего Регламента, указываются идентификационные коды одной или нескольких турбин из перечня турбин, функционирующих после реализации мероприятий по

модернизации, в отношении которых заявлены мероприятия по подп. 2.2 и подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента соответственно;

- в отношении оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.4, 3.5 пункта 3.2 настоящего Регламента, указывается идентификационный код турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации и включенных в условную ГТП;

- в отношении оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.9.2 пункта 3.2 настоящего Регламента указываются стационарные номера одного или нескольких котлоагрегатов из перечня котлоагрегатов, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, в отношении которых заявлены мероприятия по подп. 1.1 п. 3.2 настоящего Регламента;

- в отношении оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.6, 3.10 пункта 3.2 настоящего Регламента указывается один или несколько котлоагрегатов из перечня котлоагрегатов, в отношении которых заявлены мероприятия по подп. 1.1 п. 3.2 настоящего Регламента, с возможностью дополнения котлоагрегатами, технологически связанными с турбинами, функционирующими после реализации мероприятий по модернизации и в отношении которых зарегистрирована условная ГТП;

- г) стационарный номер оборудования. В случае, когда после реализации мероприятий по модернизации планируется ввод оборудования без изменения его паспорта, соответствует стационарному номеру выводимого оборудования. В отношении паровой турбины, в случае реализации в проекте мероприятий из подп. 1 и (или) 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента без реализации иных мероприятий из подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента стационарный номер указывается в обязательном порядке;
- д) заводской номер оборудования – указывается в случаях, когда после реализации мероприятий по модернизации планируется ввод оборудования без изменения его паспорта, и соответствует заводскому номеру выводимого оборудования. Для случаев реализации мероприятий из подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента без реализации мероприятий по из подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента заводской номер в отношении турбины указывается в обязательном порядке;
- е) тип оборудования – заполняется из списка для турбин («К/КТ», «Т», «ПТ», «Р и иные типы противодавленческих турбин», «ГТ»), для остального оборудования произвольно;
- ж) данные о заводе-изготовителе – параметр выбирается из списка с возможностью его корректировки вручную и является необязательным к заполнению;
- з) установленная мощность (МВт) – параметр заполняется в отношении турбин. При этом участником может быть указана установленная мощность, отличная от указанной в п. 1 в форме 13Д *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом суммарное значение установленных мощностей турбин должно соответствовать значению установленной мощности условной ГТП, указанному в подп. «д» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента. Данный параметр в отношении оборудования, для которого указана реализация мероприятий из подп. 3.9.1, 3.9.3 п. 3.2 настоящего Регламента) формируется автоматически как суммарная установленная мощность связанных турбин, указанных в соответствии с подп. «в» настоящего пункта;

- и) давление острого пара (МПа) – параметр заполняется только в отношении турбин и является необязательным к заполнению;
- к) номинальная паропроизводительность (т/час) – параметр заполняется в отношении котлоагрегатов для проектов, в состав которых включены мероприятия по подп. 1, 3.6, 3.9.2, 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента;
- л) номинальная активная мощность (МВт) – параметр заполняется только в отношении генераторов для проектов, в состав которого включены мероприятия по подп. 3.1, 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента;
- м) высота дымовой трубы (м) – параметр заполняется только в случае заявления в составе проекта мероприятия по подп. 3.7 п. 3.2 настоящего Регламента для генерирующего объекта (условной ГТП), в отношении которого в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь;
- н) гидравлическая нагрузка (м<sup>3</sup>/ч) – параметр заполняется только в случае заявления в составе проекта мероприятия по подп. 3.3 п. 3.2 настоящего Регламента.

### 5.3.3. Порядок предоставления технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования.

- 5.3.3.1. Формирование и направление Системному оператору данных о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования осуществляется с использованием сайта КОМ СО. Доступ на сайт КОМ СО для подачи и просмотра размещенных параметров и данных осуществляется после авторизации с использованием ключей электронных подписей, изданных удостоверяющим центром КО исключительно в соответствии со схемой электронной подписи, установленной версией национального стандарта в области формирования и проверки электронной подписи ГОСТ Р 34.10-2012 (далее – ЭП). Сертификаты открытых ключей электронных подписей уполномоченных представителей субъектов оптового рынка – участников КОММод в электронном виде представляются КО в СО одновременно с предварительным Реестром участников КОМ.
- 5.3.3.2. Заявленные данные о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования должны быть подписаны ЭП соответствующего физического лица, имеющего право подписывать указанный документ от имени субъекта оптового рынка, включенного в предварительный Реестр участников КОММод и предоставившего в СО документы, подтверждающие полномочия единоличного исполнительного органа или нотариально удостоверенную копию доверенности на право подачи (подписания) ценовой заявки для участия в отборе проектов модернизации (далее – уполномоченное лицо).
- 5.3.3.3. Временем подачи данных о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования считается время (по московскому времени, с точностью до секунды) подтверждения в установленном порядке подлинности ЭП в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).
- 5.3.3.4. Направление данных о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования на соответствующий период проведения отбора должно быть осуществлено участником КОММод не ранее 9 часов 00 минут суток начала срока представления (приема) технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования и не позднее 18 часов 00 минут суток окончания указанного срока, установленного СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Регламента.
- 5.3.3.5. Участник КОММод вправе менять перечень и параметры заявленных мероприятий по модернизации в одном и том же проекте модернизации генерирующего объекта (условной ГТП) до окончания срока представления (приема) технических параметров проектов модернизации генерирующего оборудования неограниченное количество раз. При этом предыдущая поданная (подписанная) заявка, содержащая технические параметры соответствующего проекта модернизации генерирующего объекта (условной ГТП), должна быть отозвана.

5.3.4. В течение 1 рабочего дня после окончания приема данных участников КОММод о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования СО осуществляет проверку соответствия заявленных участниками КОММод данных требованиям, указанным в пп. 3.2, 3.3 и 5.3.2 и 5.3.3 настоящего Регламента, и формирует Сводный перечень заявленных проектов модернизации.

Заявленный проект включается в Сводный перечень заявленных проектов модернизации в случае соответствия следующим требованиям:

1) заявка, содержащая технические параметры проекта модернизации, подана субъектом оптового рынка, включенным в предварительный Реестр участников КОММод в соответствии с п. 5.1.2 настоящего Регламента;

2) заявка, содержащая технические параметры проекта модернизации, одновременно удовлетворяет следующим требованиям:

- а) заявка подана в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), включенного в предварительный Реестр участников КОММод в соответствии с п. 5.1.2 настоящего Регламента;
- б) в отношении данной условной ГТП уже включено в реестр менее 3 заявок, содержащих технические параметры проектов модернизации;

3) подлинность ЭП, которой подписана заявка, содержащая технические параметры проекта модернизации, подтверждена в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),

4) заявка, содержащая технические параметры проекта модернизации, подана уполномоченным лицом;

5) значения заявленных параметров соответствуют допустимым формату и размерности, указанным в пп. 1.4 и 5.3.2 настоящего Регламента;

6) значения данных и параметров, указанных в подп. «б», «в» п. 5.3.2.5, подп. «а»–«в», п. 5.3.2.7 настоящего Регламента (в отношении турбин, входящих в состав условной ГТП), идентичны значениям, указанным в паспортных технологических характеристиках генерирующего оборудования КОММод, поданных субъектом оптового рынка в КО по форме 13Д *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

7) заявка, содержащая технические параметры проекта модернизации, подана с соблюдением предусмотренного пунктом 5.3.1 настоящего Регламента срока представления технических параметров проектов модернизации.

8) тип заявленного проекта модернизации и перечень планируемых мероприятий, включенных в проект модернизации, указанные в соответствии с подп. «ж» п. 5.3.2.5, подп. «б» п. 5.3.2.6 и подп. «б» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, соответствуют требованиям п. 3.2 и п. 3.3.3 настоящего Регламента, в т.ч.:

- а) при заявлении в проекте модернизации мероприятий, указанных в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении каждого котлоагрегата указаны мероприятия только по подп. 1.1, либо только по подп. 1.2 п. 3.2 настоящего Регламента;
- б) при заявлении в проекте модернизации мероприятий, указанных в подп. 1.2 п. 3.2 настоящего Регламента:
  - в отношении котлоагрегатов барабанного типа указаны все мероприятия по подп. 1.2.1–1.2.4 п. 3.2 настоящего Регламента;
  - в отношении котлоагрегатов прямоточного типа указаны все мероприятия по подп. 1.2.2–1.2.4 п. 3.2 настоящего Регламента;
- в) при заявлении в проекте модернизации мероприятий, указанных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении каждого турбоагрегата указаны мероприятия только одного из подп. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 п. 3.2 настоящего Регламента;

г) при заявлении в проекте модернизации мероприятий, указанных в подп. 2.4 п. 3.2 настоящего Регламента, указано только одно из мероприятий из подп. 2.4.1, 2.4.2 или 2.4.3 п. 3.2 настоящего Регламента;

д) сопутствующие мероприятия, указанные в подп. 3.1–3.14 п. 3.2 настоящего Регламента, указаны только при заявлении в проекте мероприятий подп. 1 и (или) 2 п. 3.2 настоящего Регламента, при этом:

- мероприятие по подп. 3.9.1 п. 3.2 настоящего Регламента указано только в случае указания в составе проекта модернизации мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента;
- мероприятие по подп. 3.9.2 п. 3.2 настоящего Регламента указано только в случае указания в составе проекта модернизации мероприятия по подп. 1.1 п. 3.2 настоящего Регламента;
- мероприятие по подп. 3.9.3 п. 3.2 настоящего Регламента указано только в случае указания в составе проекта модернизации мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента;
- одно или несколько мероприятий по подп. 3.11–3.14 п. 3.2 настоящего Регламента указаны только в случае указания в составе проекта модернизации мероприятия по подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента;
- мероприятия по подп. 3.1–3.2 п. 3.2 настоящего Регламента указаны только в случае отсутствия указания в составе проекта модернизации мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, в отношении турбоагрегатов, к которым относится данное оборудование;
- мероприятие по подп. 3.1 или 3.2 п. 3.2 настоящего Регламента указано только в отношении паровой турбины;

е) сопутствующие мероприятия, указанные в подп. 3.6, 3.7, 3.8, 3.9.2.2, 3.9.3.2, 3.9.4, 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента, указаны только в отношении генерирующего объекта, для которого в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «уголь»;

ж) сопутствующие мероприятия, указанные в подп. 3.9.1, 3.9.2.1, 3.9.3.1, 3.9.5 п. 3.2 настоящего Регламента, указаны только в отношении генерирующего объекта, для которого в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «газ»;

з) при заявлении проекта, указанного в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, максимальное за период реализации мероприятий по модернизации снижение установленной мощности электростанции, указанное в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, не обеспечивается установленной мощностью меньшего количества ЕГО, включенных в проект модернизации, указанных в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента;

и) при включении в проект модернизации мероприятия, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, без включения в такой проект мероприятия, указанного в подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента, выполняются следующие требования к генерирующему оборудованию, включаемому в проект модернизации:

- в состав генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента входит две и более паровые турбины, и в отношении одной или нескольких из них в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан планируемый вывод из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации;
- в состав генерирующего оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «б» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента входит одна и более газовая (-ые) турбина (-ы) и одна и более паровая (-ые) турбина (-ы). При отсутствии в составе проекта иных мероприятий из подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента указанные в соответствии с подп. «г» и «д» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента станционные и заводские номера всех паровых турбин, входящих в состав генерирующего оборудования,



функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, должны соответствовать соответствующим параметрам, указанным в соответствии с подп. «г», «д» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в отношении генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации, в отношении которого не указан признак планируемого вывода из эксплуатации;

к) при включении в состав проекта модернизации генерирующего оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации на двух разных электростанциях, расположенных в одном населенном пункте и связанных единой схемой теплоснабжения, в отношении всех турбин электростанции, указанных в проекте, генерирующие объекты которой не входят в состав условной ГТП, в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента указан планируемый вывод из эксплуатации по результатам реализации проекта модернизации;

л) мероприятия, указанные в отношении оборудования, функционирующего после их реализации, должны соответствовать мероприятиям, указанным в отношении оборудования, функционирующего до их реализации (за исключением мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, которые указываются только в отношении газовых турбин, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации);

м) каждой единице оборудования, указанной в п. 5.3.2.6 настоящего Регламента, соответствует только одна условная ГТП;

9) заявленные технические параметры и состав функционирующего до реализации мероприятий по модернизации оборудования, планируемого к включению в проект модернизации генерирующего объекта, соответствуют требованиям к таким параметрам, установленным Правилами оптового рынка и указанным в п. 3.3 настоящего Регламента, а именно:

а) для генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация любого из мероприятий по модернизации, перечисленных в подп. 1 п. 3.2 настоящего Регламента, указанный в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, год выпуска каждого из планируемых к включению в проект модернизации котлоагрегатов, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, наступил ранее, чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;

б) для генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация любого из мероприятий по модернизации, перечисленных в подп. 2 п. 3.2 настоящего Регламента, а также для паровых турбин, в отношении которых в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак планируемого вывода из эксплуатации для целей реализации мероприятий по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента, указанная в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, фактическая наработка на 1 января календарного года, в котором проводится отбор проектов модернизации, каждой из планируемых к включению в проект модернизации турбин, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, превысила указанное в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента значение для турбины с соответствующими параметрами, и при этом указанное в заявке значение фактической наработки не превышает значение, опубликованное СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента (в случае, если опубликованное СО значение фактической наработки турбины менее значения минимальной требуемой величины наработки для турбины соответствующей мощности, указанной в подп. «н» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента);

в) показатель востребованности каждой ЕГО КОММод, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, указанный в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, имеет значение не менее 0,4 (за исключением генерирующих объектов, в отношении которых в составе проекта заявлена планируемая реализация мероприятия по модернизации, указанного в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента), и при этом значение

показателя востребованности соответствующей ЕГО, опубликованное СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента, также имеет значение не менее 0,4;

- г) мощность ни одной из ЕГО КОММод, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, не поставляется по ДПМ на 1-е число месяца, в котором устанавливается соответствие настоящему критерию (в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак поставки мощности по ДПМ «нет»);

10) установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, не отличается от значения установленной мощности генерирующего объекта до реализации мероприятий по модернизации, соответствующего суммарному значению установленных мощностей паровых турбин, указанных в подп. «з» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента, в сторону увеличения более чем на 20 % и в сторону уменьшения более чем на 50 %;

11) установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, не отличается от суммарного значения установленных мощностей планируемых к включению в проект модернизации ЕГО КОММод, функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, указанных в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента;

12) изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, указанное в соответствии с подп. «д» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, соответствует разнице суммарных установленных мощностей планируемых к включению в проект модернизации ЕГО, функционирующих после и до реализации мероприятий по модернизации, указанных в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.7 и подп. «з» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента соответственно;

13) величина снижения установленной мощности, указанная в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указана для каждого месяца реализации мероприятий по модернизации, при этом в каждом месяце реализации мероприятий по модернизации данная величина составляет не менее величины установленной мощности ЕГО КОММод, функционирующей до реализации мероприятий по модернизации, с минимальной установленной мощностью, указанной в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента;

14) признак планируемого включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования указан в отношении проекта, предусматривающего реализацию мероприятия по подп. 2.1 п. 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «уголь», и при этом указанное в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента давление острого пара всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации паровых турбин составляет 23 МПа и более, либо мероприятия по подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента в отношении генерирующего объекта (условной ГТП), для которого в качестве основного вида топлива в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан «газ», и при этом установленная мощность всех заявленных к вводу после реализации мероприятий по модернизации газотурбинных установок, указанная в соответствии с подп. «з» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента, составляет 65 МВт и более;

15) в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак соответствия требованиям локализации генерирующего объекта «да» в соответствии с подп. «и» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;

16) количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации, указанное в соответствии с подп. «н» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, соответствует периоду времени от даты начала реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по

модернизации, указанной в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, и составляет не менее 6 месяцев и не более 36 месяцев;

17) планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, находится в пределах периода, на который проводится отбор по модернизации;

18) планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации, указанная в соответствии с подп. «к» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в заявке, содержащей технические параметры проекта, наступает не позднее чем за 6 месяцев и не ранее чем за 36 месяцев до даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации, указанной в соответствии с подп. «л» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, и при этом наступает не ранее даты публикации результатов отбора модернизации, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента;

19) в заявке, содержащей технические параметры проекта модернизации, указан признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации «да» в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;

20) разница суммарной установленной мощности всех ЕГО, относящихся к одной электростанции, в состав которой входит генерирующее оборудование КОММод, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации, и максимальной из величин снижения установленной мощности генерирующего объекта в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации, заявленных в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, превышает ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента:

$$\sum_{i \in S} N_i^{\text{уст}} - \max(dP_g^{\text{сниж}}) \geq P_s^{\text{вын}},$$

где  $N_g^{\text{уст}}$  – установленная мощность всех ЕГО  $i$  электростанции  $s$ , зарегистрированная по состоянию на 1-е число месяца, в период которого осуществляется прием технических параметров проектов модернизации в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, формируемого в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

$\max(dP_g^{\text{сниж}})$  – максимальная величина снижения установленной мощности генерирующего объекта  $g$  в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации, заявленная в соответствии с подп. «е» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;

$P_s^{\text{вын}}$  – ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «о» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента;

21) участником предоставлены документы, указанные в п. 5.3.5 настоящего Регламента в указанных в данном пункте случаях.

5.3.5. Участник КОММод не позднее 18-00 последнего дня приема данных участников КОММод о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования направляет в СО официальное письмо с обоснованием указанных им значений технических параметров в следующих случаях:

- а) год выпуска котлоагрегата, указанный в соответствии с подп. «м» п. 5.3.2.6 настоящего Регламента меньше года ввода в эксплуатацию котлоагрегата, указанного в составе данных, представленных во исполнение приказа Минэнерго России от 23.07.2012 № 340, и меньше года выпуска турбины (турбин), заявленной в составе проекта модернизации (в случае если соответствующая ЕГО зарегистрирована с типом «блочная»), и при этом год ввода в эксплуатацию котлоагрегата (и (или) год выпуска турбины (турбин) для ЕГО с типом «блочная») наступил позднее чем за 40 лет до года начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;
- б) ограничение на минимальную загрузку генерирующего оборудования в зимний период, указанное в заявке в соответствии с подп. «п» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, меньше соответствующего значения, опубликованного СО в соответствии с п. 5.2.3 настоящего Регламента.

5.3.6. В течение 2 рабочих дней после окончания приема данных участников КОММОд о технических параметрах проектов модернизации СО:

- формирует и направляет в КО сформированный Реестр заявленных проектов модернизации на период проведения КОММОд, на который проводится отбор;

- направляет в КО Реестр условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, на период проведения КОММОд;

- публикует на сайте КОМ СО в отношении каждого года, на который проводится отбор, сводные по ценовым зонам данные о количестве и минимальной и максимальной установленной мощности из заявленных участниками КОММОд проектов модернизации, в отношении которого (-ых) выполнены требования, предусмотренные п. 5.3.4 настоящего Регламента, с разбивкой по указанным в подпункте 1 и (или) подпункте 2 п. 3.2 настоящего Регламента типам проектов модернизации;

- публикует в индивидуальном разделе участника КОММОд в отношении каждой заявки, содержащей технические параметры проекта модернизации, признак соответствия требованиям, указанным в п. 5.3.4 настоящего Регламента.

5.3.7. Реестр заявленных проектов модернизации, подлежащий передаче СО в КО, содержит:

5.3.7.1. идентификатор проекта, заявленного в отношении генерирующего объекта (условной ГТП);

5.3.7.2. технические параметры проекта модернизации:

- а) установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации (МВт) – суммарная величина установленной мощности всех ЕГО, отнесенных к данной условной ГТП;
- б) признак соответствия требованиям, предусмотренным п. 5.3.4 настоящего Регламента;
- в) местоположение электростанции, указанное в предварительном Реестре участников КОММОд в соответствии с п. 5.1.2 настоящего Регламента;
- г) планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации;
- д) основной вид топлива, указанный в предварительном Реестре участников КОММОд в соответствии с п. 5.1.2 настоящего Регламента.

5.3.7.3. В отношении оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, планируемого к включению в проект модернизации генерирующего объекта (условной ГТП) – тип проекта и технические параметры, а именно:

- а) вид оборудования в соответствии с типом заявленного проекта (паровая (газовая) турбина, котлоагрегат, дымовая труба и др.);
- б) мероприятия по модернизации, заявленные участником для соответствующего оборудования в соответствии с перечнем, указанным в пункте 3.2 настоящего Регламента;
- в) тип турбины;
- г) установленная мощность турбин, отнесенных участником к мероприятиям, соответствующим подп. 2, 3.1, 3.2, 3.4, 3.5 пункта 3.2 настоящего Регламента;
- д) номинальная паропроизводительность котлоагрегатов, отнесенных участником к мероприятиям, соответствующим подп. 1, 3.6.1–3.6.3, 3.11–3.14 пункта 3.2 настоящего Регламента;
- е) высота дымовой трубы, для мероприятия, соответствующего подп. 3.7 пункта 3.2 настоящего Регламента;
- ж) суммарная установленная мощность турбин, отнесенных участником к мероприятиям, соответствующим подп. 3.9.1, 3.9.3 пункта 3.2 настоящего Регламента;
- з) суммарная паропроизводительность котлоагрегатов, отнесенных участником к мероприятиям, соответствующим подп. 3.9.2, 3.10 пункта 3.2 настоящего Регламента;

- и) гидравлическая нагрузка градирии, для мероприятия, соответствующего подп. 3.3 пункта 3.2 настоящего Регламента.

5.3.8. Реестр условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, содержит:

- перечень субъектов оптового рынка, включенный в предварительный Реестр участников КОММОд, переданный КО в СО в соответствии с п. 5.2.1 настоящего Регламента;
- для каждого субъекта оптового рынка, включенного в предварительный Реестр участников оптового рынка, — перечень генерирующих объектов (условных ГТП);
- в отношении каждой условной ГТП – признак соответствия требованиям, в случае соответствия хотя бы одного проекта требованиям, предусмотренным п. 5.3.4 настоящего Регламента.

В случае если в отношении какой-либо условной ГТП, включенной в предварительный Реестр участников КОММОд, заявка не направлялась участником КОММОд, параметры такой условной ГТП в составе Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов по модернизации, не заполняются.

5.3.9. Сводный перечень заявленных проектов модернизации, Реестр условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, и Реестр заявленных проектов модернизации могут быть скорректированы в случае выявления ошибок в обработке заявленных участниками отбора данных о технических параметрах проектов модернизации. Скорректированный Реестр заявленных проектов модернизации подлежит учету КО в случае его получения от СО не позднее чем за 3 рабочих дня до даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок, указанного в разделе 2 настоящего Регламента.

#### 5.4. Формирование КО итогового Реестра участников КОММОд

5.4.1. Итоговый Реестр участников КОММОд на период проведения отбора проектов модернизации формируется КО и передается СО за 3 рабочих дня до даты окончания срока подачи ценовых заявок для участия в отборе проектов модернизации, указанной в разделе 2 настоящего Регламента.

5.4.2. В итоговый Реестр участников КОММОд включаются субъекты оптового рынка и генерирующие объекты в случае одновременного выполнения следующих условий:

- не позднее 1 рабочего дня до передачи итогового реестра в отношении условной ГТП предоставлено право участия в торговле мощностью на оптовом рынке в соответствии с требованиями Регламента допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- соответствующая условная ГТП была включена в предварительный Реестр участников КОММОд с тем же составом ЕГО, функционирующих до и после реализации мероприятий по модернизации;
- в отношении условной ГТП в составе переданного СО в соответствии с п. 5.3.9 настоящего Регламента Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, указан признак соответствия требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента.

5.4.3. Итоговый Реестр участников КОММОд содержит информацию, предусмотренную пунктом 5.2.2 настоящего Регламента (за исключением подп. «б» п. 5.2.2.3), а также информацию о значениях коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП), рассчитанных КО в соответствии с пунктом 5.4.4 настоящего Регламента.

5.4.4. Порядок определения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) в целях проведения КОММОд.

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) для генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$  для целей КОММОд определяется в следующем порядке:

1. Расчет фактического коэффициента использования установленной мощности ( $КИУМ_g^{КО}$ ).

$$KIUM_g^{KO} = \frac{\sum_{i \in Z(g), h \in Y(i, T)} W_{i, h}^{факт\_АИИС} + \sum_{i \in Z(g), h \notin Y(i, T)} W_{i, h}^{факт\_расч}}{\sum_{i \in Z(g), h \in T} (N_{i, h}^{уст} \cdot t)},$$

где  $N_{i, h}^{уст}$  – значение установленной мощности ЕГО  $i$  в час  $h$ , соответствующее регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;

$Z(g)$  – множество ЕГО, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации, планируемых к включению в проект модернизации генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$ ;

$t$  – период времени, равный одному часу;

$Y(i, T)$  – множество часов за период  $T$ , в каждом из которых выполнено любое из следующих условий:

A.1) в отношении ГТП генерации, в составе которой зарегистрирована ЕГО  $i$ , действует Акт о соответствии системы коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности класса А и (или) класса N и данные в час  $h$ , переданные участником оптового рынка в адрес КО в макете 80020 со статусом «коммерческая информация»;

A.2) для часов, предшествующих 00 часов 00 минут 01.01.2019, расхождение в час  $h$  между суммарным объемом производства электрической энергии в ГТП генерации  $p$ , в составе которой зарегистрирована ЕГО  $i$ , содержащимся в актах учета (оборота) электрической энергии по генерации, определенным в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электрической энергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующим суммарным объемом произведенной электрической энергии, полученной по результатам измерений по точкам измерений на всех ЕГО в ГТП генерации  $p$  в час  $h$ , переданных КО в макете 80020 с электронной подписью (ЭП) в соответствии с *Форматом и регламентом предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам* (Приложение № 11.1.1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка*) со статусом «коммерческая информация», не превышает максимально допустимую величину расхождений результатов расчета по ГТП генерации, которая равна произведению 2 кВт·ч на количество ЕГО, зарегистрированных в составе ГТП генерации  $p$ ;

$T$  – период с 01.01.X-2 по 31.12.X-1, за исключением:

- часов, в которых по ГТП, в которую входит данная ЕГО, соответствующий субъект оптового рынка не имеет права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке;

- часов, предшествующих 00 часов 00 минут 01.01.2019, в отношении которых одновременно выполняется условие A.1 и не выполняется условие A.2 настоящего подпункта;

$X$  – текущий год (год отбора проектов модернизации).

$W_{i, h}^{факт\_АИИС}$  – величина произведенной электрической энергии, полученная по результатам измерений по точке измерений на генерирующем оборудовании (ЕГО)  $i$  в час  $h$  и переданная КО в формате 80020 с электронной подписью (ЭП) в соответствии с *Форматом и регламентом предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам* (Приложение № 11.1.1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка*).

$$W_{i, h}^{факт\_расч} = \max( 0; W_{p, h}^{факт\_КУ} - (N_{p, h}^{уст} - N_{i, h}^{уст}) \cdot t ),$$

$W_{p,h}^{факт\_КУ}$  – суммарный объем производства электрической энергии в ГТП генерации  $p$  в час  $h$ , содержащийся в актах учета (оборота) электрической энергии по генерации, определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электрической энергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

$N_{p,h}^{уст}$  – значение установленной мощности в отношении ГТП генерации  $p$ , в состав которой входит ЕГО  $i$  в час  $h$ , соответствующее регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка.

2. Определение КИУМ для целей КОММОд ( $КИУМ_g$ ):

- если  $КИУМ_g^{КО} < 0.6$ , то  $КИУМ_g = 1/10 + 5/6 * КИУМ_g^{КО}$ ;
- в остальных случаях  $КИУМ_g = КИУМ_g^{КО}$ .

Величина КИУМ округляется до 3 (трех) знаков после запятой.

Коммерческий оператор публикует рассчитанные значения в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$ , в отношении которой в составе переданного СО в соответствии с п. 5.3.9 настоящего Регламента Реестра условных ГТП, включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, указан признак соответствия требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента, в персональном разделе соответствующего участника оптового рынка не позднее 5 рабочих дней до даты окончания срока подачи ценовых заявок для участия в отборе проектов модернизации, указанной в разделе 2 настоящего Регламента.

**5.5. Формирование КО предельных максимальных и минимальных капитальных затрат для заявленных участниками проектов реализации мероприятий по модернизации**

5.5.1. КО в соответствии с пунктом 5.5.2 настоящего Регламента осуществляет расчет предельных максимальных и минимальных капитальных затрат для каждого проекта модернизации, включенного СО в Реестр заявленных проектов модернизации в соответствии с пунктом 5.3.7 настоящего Регламента, и формирует Реестр предельных максимальных и минимальных капитальных затрат.

5.5.2. Величина типовых капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия проекта модернизации  $i$  из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента, для каждой единицы оборудования  $j$ , функционирующей после реализации мероприятий по модернизации, рассчитывается по следующей формуле:

$$CapEx_{i,j} = 1000 \times (K_{i,j} \times N_{i,j} + B_{i,j}) \times k^{проч} \times (d_{i,j}^1 \times K_{i,j}^{сейсм} \times K_{i,j}^{трансп} + d_{i,j}^2 \times K_{i,j}^{тепл} + d_{i,j}^3),$$

где  $N_{i,j}$  – технические характеристики мероприятий по модернизации, передаваемые СО в КО в составе реестра заявленных проектов модернизации, в соответствии с п. 5.3.7 настоящего Регламента:

- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 1, 3.6, 3.11–3.14 п. 3.2 настоящего Регламента, – номинальная паропроизводительность котлоагрегата (т/час), передаваемая в соответствии с подп. «д» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента;
- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 2, 3.1, 3.2, 3.4, 3.5 пункта 3.2 настоящего Регламента, – установленная мощность, турбины (МВт), передаваемая в соответствии с подп. «г» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента;
- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 3.7, – высота дымовой трубы (м), передаваемая в соответствии с подп. «е» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента;

- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 3.9.1 и 3.9.3 пункта 3.2 настоящего Регламента, – установленная мощность (МВт), передаваемая в соответствии с подп. «ж» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента;
- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 3.9.2 и 3.10 п. 3.2 настоящего Регламента, – паропроизводительность (т/час), передаваемая в соответствии с подп. «з» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента;
- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 3.3, – гидравлическая нагрузка (м<sup>3</sup>/ч), передаваемая в соответствии с подп. «и» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента;
- для мероприятий проектов модернизации, определенных в подп. 3.9.4, 3.9.5, – разница между суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, передаваемой в соответствии с подп. «а» п. 5.3.7.2 настоящего Регламента, и суммарной установленной мощностью турбин, отнесенных участником к мероприятиям, соответствующим подп. 3.9.1, 3.9.3 п. 3.2 настоящего Регламента, передаваемой для каждого мероприятия из подп. 3.9.1, 3.9.3 в соответствии с подп. «ж» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента, суммарно по мероприятиям из подп. 3.9.1, 3.9.3 (в случае отсутствия любого из мероприятий из подп. 3.9.1 или 3.9.3 величина мощности, передаваемая для соответствующего мероприятия в соответствии с подп. «ж» п. 5.3.7.3, принимается равной нулю), (МВт);
- для прочих мероприятий проектов модернизации – суммарная установленная мощность генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, (МВт), передаваемая в соответствии с подп. «а» п. 5.3.7.2 настоящего Регламента;

$k^{\text{проч}}$  – величина, учитывающая прочие затраты и равная 1,0722;

$K_{i,j}$  и  $B_{i,j}$  – коэффициенты, определенные для каждого из мероприятий проектов модернизации  $i$ , указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, с учетом вида топлива, типов турбин и объемных показателей оборудования, передаваемых СО в КО в составе реестра заявленных проектов модернизации, в соответствии с подп. «д» п. 5.3.7.2 и «и»–«и» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента в отношении оборудования  $j$ , согласно приложению 4 к настоящему Регламенту;

$d_{i,j}^1$  – доля затрат на оборудование  $d^1$ , определенная для каждого из мероприятий проектов модернизации  $i$ , указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, с учетом вида топлива, типов турбин и объемных показателей оборудования, передаваемых СО в КО в составе реестра заявленных проектов модернизации, в соответствии подп. «д» 5.3.7.2 и «в»–«и» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента в отношении оборудования  $j$ , согласно приложению 5 к настоящему Регламенту;

$d_{i,j}^2$  – доля затрат на строительные-монтажные работы  $d^2$ , определенная для каждого из мероприятий проектов модернизации  $i$ , указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, с учетом вида топлива, типов турбин и объемных показателей, передаваемых СО в КО в составе реестра заявленных проектов модернизации, в соответствии с подп. «д» п. 5.3.7.2 и «в»–«и» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента в отношении оборудования  $j$ , согласно приложению 5 к настоящему Регламенту;

$d_{i,j}^3$  – доля прочих затрат  $d^3$ , определенная для каждого из мероприятий проектов модернизации  $i$ , указанных в п. 3.2 настоящего Регламента, с учетом вида топлива, типов турбин и объемных показателей, передаваемых СО в КО в составе реестра заявленных проектов модернизации, в соответствии с подп. «д» п. 5.3.7.2 и «г»–«и» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента в отношении оборудования  $j$ , согласно приложению 5 к настоящему Регламенту;



$K_{\text{трансп};i,j}$  – коэффициент транспортировки, равный:

- 1,06 – для мероприятий, указанных в п. 3.2 подп. 2, 3.1, 3.2, если установленная мощность генерирующего оборудования, в отношении которого проводятся данные мероприятия, указанная в подп. «Г» п. 5.3.7.3 настоящего Регламента, более 300 МВт;
- 1,03 – в остальных случаях;

$K_{\text{темпл};i,j}$  – температурный коэффициент, согласно приложению 6 к настоящему Регламенту, определенный для каждой территории, соответствующей субъекту РФ, указанному в подп. «В» п. 5.3.7.2 настоящего Регламента;

$K_{\text{сейсм};i,j}$  – коэффициент сейсмического влияния:

- для мероприятий по модернизации, указанных в подп. 1.1, 1.2.1, 2.2.2, 3.3, 3.6–3.9, 3.11 пункта 3.2 настоящего Регламента, определяется согласно приложению 7 к настоящему Регламенту для каждой территории, соответствующей субъекту РФ, указанному в подп. «В» п. 5.3.7.2 настоящего Регламента;
- в остальных случаях равен 1.

5.5.2.1. Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия проекта модернизации  $i$  из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента, для каждой единицы оборудования  $j$  определяется по формуле:

$$\text{CapEx}_{i,j}^{\max} = k^{\max}_{i,j} * \text{CapEx}_{i,j};$$

$k^{\max}_{i,j}$  – коэффициент, равный:

- 1,2 для проектов, соответствующих подп. 1 и подп. 2 пункта 3.2 настоящего Регламента;
- 1,0 для проектов, соответствующих подп. 3 пункта 3.2 настоящего Регламента.

5.5.2.2. Величина предельных минимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия проекта модернизации  $i$  из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента, для каждой единицы оборудования  $j$  определяется по формуле:

$$\text{CapEx}_{i,j}^{\min} = k^{\min}_{i,j} * \text{CapEx}_{i,j};$$

$k^{\min}_{i,j}$  – коэффициент, равный:

- 0,7 для проектов, соответствующих подп. 1 и подп. 2 пункта 3.2 настоящего Регламента;
- 0,5 для проектов, соответствующих подп. 3 пункта 3.2 настоящего Регламента.

5.5.2.3. Величина предельных максимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации в отношении генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$  определяется по формуле:

$$\text{CapEx}_g^{\max \text{ пред}} = \min\left(\sum_{j \in g} \sum_{i \in j} \text{CapEx}_{i,j}^{\max}; \text{CapEx}_g^{\text{пред}}\right),$$

где  $\text{CapEx}_g^{\text{пред}} = K_{\text{сарех}} * N_g^{\text{усм}}$ ;

$N_g^{\text{усм}}$  – суммарная установленная мощность генерирующего оборудования проекта  $g$ , функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации;

$K_{\text{сарех}}$ , руб./МВт – предельное максимальное удельное значение капитальных затрат на реализацию проекта модернизации, рассчитанное в следующем порядке:

- для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт –  $K_{capex} = 89,526 * 10^6$ ;

- для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не

более 400 МВт, определяемого по формуле – 
$$K_{capex} = \left( 43,892 + \frac{4\,107,110}{N_g^{уст}} \right) * 10^6$$

- для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 400 МВт –

$$K_{capex} = 54 * 10^6$$

- для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт –

$$K_{capex} = 45,057 * 10^6$$

- для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не

более 300 МВт, определяемого по формуле – 
$$K_{capex} = \left( 25,973 + \frac{1\,720,218}{N_g^{уст}} \right) * 10^6$$

- для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью проекта генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 300 МВт –

$$K_{capex} = 31,677 * 10^6$$

5.5.2.4. Величина предельных минимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации определяется:

$$CapEx_g^{\min \text{ пред}} = \sum_{j \in g} \sum_{i \in j} CapEx_{i,j}^{\min}$$

5.5.3. Реестр предельных максимальных и минимальных капитальных затрат для каждого из заявленных проектов модернизации содержит:

5.5.3.1. идентификатор проекта;

5.5.3.2. суммарные предельные максимальные и минимальные капитальные затраты.

- 5.5.4. Не позднее чем через 3 рабочих дня после получения от СО Реестра заявленных проектов КО передает в СО и публикует на официальном сайте АО «АТС» Реестр предельных максимальных и минимальных затрат.
- 5.5.5. Реестр предельных максимальных и минимальных затрат может быть скорректирован КО в случае выявления ошибок в обработке данных либо получения от СО скорректированного Реестра заявленных проектов модернизации в соответствии с п. 5.3.9 настоящего Регламента. КО передает в СО и публикует на официальном сайте АО «АТС» скорректированный Реестр предельных максимальных и минимальных затрат не позднее чем за 2 рабочих дня до даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок, указанного в разделе 2 настоящего Регламента.
- 5.5.6. СО не позднее 2 рабочих дней до даты окончания подачи (приема) ценовых заявок, установленной СО в соответствии с п. 2 настоящего Регламента, публикует на сайте КОМ СО в отношении каждого года, на который проводится отбор, по каждой ценовой зоне оптового рынка кривые предложения, сформированные на основании данных об установленной мощности заявленных участниками КОММод проектов модернизации, в отношении которых выполнены требования, предусмотренные п. 5.3.4 настоящего Регламента, и значений суммарных предельных максимальных и минимальных капитальных затрат на реализацию соответствующих проектов модернизации, указанных в сформированном КО в соответствии с п. 5.5.2 настоящего Регламента реестре. Кривые предложения формируются отдельно для вариантов заявок с максимальным и минимальным значением суммарных максимальных капитальных затрат на реализацию проектов модернизации, заявленных в отношении каждой условной ГТП. В случае указания одного проекта в отношении условной ГТП, соответствующее значение суммарных максимальных капитальных затрат на реализацию такого проекта используется для формирования обоих вариантов кривых предложения.

## 6. ПОРЯДОК ПОДАЧИ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА МОДЕРНИЗАЦИЮ

6.1. Ценовая заявка для участия в отборе проектов модернизации на год, на который проводится отбор, может быть подана только участником КОММод, включенным КО в итоговый перечень участников КОММод в соответствии с п.5.4 настоящего Регламента.

6.2. Ценовая заявка для участия в отборе проектов модернизации — документ, отражающий намерение субъекта оптового рынка принять участие в КОММод.

Ценовая заявка для участия в отборе проектов модернизации подается в СО по форме 3 приложения 1 к настоящему Регламенту.

В отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП) подается отдельная ценовая заявка. В отношении одной условной ГТП может быть подана только одна ценовая заявка, сформированная на основании заявки (одной из заявок), содержащей технические параметры проекта модернизации, соответствующей требованиям, указанным в п. 5.3.4 настоящего Регламента. При этом каждая единица генерирующего оборудования может быть включена в состав только одной условной ГТП.

6.3. Ценовая заявка должна содержать следующие данные и параметры.

6.3.1. Идентификационные данные участника отбора, подающего ценовую заявку, — идентификационные код, полное и краткое наименование юридического лица заполняются автоматически на основании итогового Реестра участников КОММод.

6.3.2. Данные (параметры) генерирующего объекта (условной ГТП) заполняются автоматически.

6.3.3. Стоимостные и ценовые параметры, заявляемые в отношении генерирующего объекта (условной ГТП):

- а) значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта (условной ГТП) (руб./МВт в месяц в ценах текущего года), которое не может превышать цену, определенную для соответствующей ценовой зоны по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ), проведенного в 2017 году, проиндексированную в соответствии с индексом потребительских цен за период с 1 января 2018 года до 31 декабря года, предшествующего году, в котором проводится такой отбор:

$$OpEx_g^{max} = Ц_{2021,z}^{КОМ} * \prod_{y=2018}^{y=X-1} ИПЦ_y;$$

где  $Ц_{2021,z}^{КОМ}$  – цена КОМ, проведенного в 2017 году на 2021 год (в первой ценовой зоне – 134 393,81 руб./МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 225 339,74 руб./МВт в месяц);

ИПЦ – индексы потребительских цен за каждый год, входящий в период с 1 января 2018 года до 31 декабря года X-1, предшествующего году, в котором проводится такой отбор, опубликованный СО в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента;

- б) значение капитальных затрат на реализацию проекта (руб.), которое не может превышать величину предельных максимальных капитальных затрат для соответствующего проекта реализации мероприятий по модернизации и не может быть менее величины предельных минимальных капитальных затрат для соответствующего проекта реализации мероприятий по модернизации, указанных КО в составе переданного в СО и опубликованного на официальном сайте АО «АТС» Реестра предельных максимальных и минимальных капитальных затрат в соответствии с п. 5.5.5 настоящего Регламента;
- в) коэффициент, характеризующий прогнозную прибыль от продажи электрической энергии по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (в долях), который не может быть менее 0,04 (0,25 для проектов модернизации, в которых указаны мероприятия подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента) и более 0,38.

6.3.4. Данные о технических параметрах проектов модернизации и технических параметрах генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации, по форме 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту формируются автоматически на основании данных, заявленных участником КОММОд в соответствии с п. 5.3.2 настоящего Регламента в составе заявки, содержащей технические параметры проекта модернизации, на основании которой формируется ценовая заявка.

6.4. Порядок направления и приема ценовой заявки в процедуре отбора проектов модернизации.

6.4.1. Формирование и направление (подача) ценовой заявки для участия в КОММОд осуществляется с использованием сайта КОМ СО в порядке, аналогичном порядку предоставления данных о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования, указанном в п.5.3.3 настоящего Регламента.

6.4.2. Направление ценовой заявки для участия в КОММОд на соответствующий период проведения отбора должно быть осуществлено субъектом оптового рынка не ранее 9 часов 00 минут суток начала срока подачи (приема) ценовых заявок и не позднее 18 часов 00 минут суток окончания срока подачи (приема) ценовых заявок, указанных в разделе 2 настоящего Регламента.

## 7. ПОРЯДОК РАССМОТРЕНИЯ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА МОДЕРНИЗАЦИЮ

### 7.1. Формирование Перечня принятых ценовых заявок.

7.1.1. В целях проведения КОММОд СО в течение 1 (одного) рабочего дня после окончания срока подачи (приема) ценовых заявок для участия в КОММОД формирует в отношении каждого года, на который проводится отбор, перечень ценовых заявок, соответствующих требованиям настоящего Регламента и Правил оптового рынка (далее – Перечень принятых ценовых заявок). Ценовая заявка включается в Перечень принятых ценовых заявок на соответствующий год при ее соответствии следующим требованиям:

- 1) ценовая заявка соответствует форме, указанной в форме 3 приложения 1 к настоящему Регламенту;
- 2) ценовая заявка подана участником КОММОд, включенным КО в итоговый реестр участников КОММОд в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента;
- 3) подлинность ЭП, которой подписана ценовая заявка, подтверждена в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),
- 4) ценовая заявка подана уполномоченным лицом;

- 5) значения заявленных стоимостных параметров соответствуют допустимым формату и размерности, указанным в пп. 1.4 и 6.3.3 настоящего Регламента;
  - 6) значения стоимостных параметров ценовой заявки находятся в пределах максимальных и минимальных значений, установленных Правилами оптового рынка и указанных в п. 6.3.3 настоящего Регламента;
  - 7) технические параметры проектов модернизации, указанные в ценовой заявке, соответствуют требованиям п. 5.3.4 настоящего Регламента;
  - 8) ценовая заявка подана с соблюдением предусмотренного п. 6.4.2 настоящего Регламента срока.
- 7.1.2. Ценовая заявка, не соответствующая хотя бы одному из требований пункта 7.1.1 настоящего Регламента, не подлежит (не подлежат) включению в Перечень принятых ценовых заявок и учету при проведении КОММОд.
- 7.1.3. В течение 1 рабочего дня после окончания приема ценовых заявок на участие в отборе проектов модернизации СО:

- публикует на сайте КОМ СО сводные по ценовым зонам данные о количестве и установленной мощности заявленных участниками КОММОд проектов, в отношении которого (-ых) выполнены требования, предусмотренные п. 7.1 настоящего Регламента;

- публикует в индивидуальном разделе участника КОММОд в отношении каждой ценовой заявки признак соответствия требованиям, указанным в п. 7.1 настоящего Регламента.

Участник КОММОд самостоятельно несет все риски наступления неблагоприятных последствий в связи с отказом в принятии ценовой заявки на участие в КОММОд в случае несоответствия поданной ценовой заявки требованиям настоящего Регламента и Правил оптового рынка.

## 7.2. Формирование показателя эффективности проектов модернизации.

7.2.1. В целях сравнения заявок участников отбора проектов модернизации для каждого проекта, в отношении которого подана ценовая заявка, СО рассчитывает показатель эффективности с использованием значений стоимостных параметров, указанных в заявке.

Показатель эффективности проекта модернизации рассчитывается по следующей формуле:

$$k_g^{\text{эффект}} = \Pi_z^{\text{PCB}} * (1 - k_g^{\text{PCB}}) + \frac{\Pi_g^{\text{мощность}}}{\text{КИУМ}_g * t}, \text{ где}$$

$\Pi_z^{\text{PCB}}$  – среднее значение цен РСВ в ценовой зоне оптового рынка  $z$ , к которой относится планируемое к модернизации генерирующее оборудование  $g$ , опубликованное СО в соответствии с п. 4.3.4 настоящего Регламента;

$k_g^{\text{PCB}}$  – значение указанного в соответствии с подп. «в» п. 6.3.3 настоящего Регламента в ценовой заявке в отношении генерирующего объекта  $g$  коэффициента, характеризующего прогнозную прибыль от продажи электрической энергии РСВ;

$t$  – среднее количество часов в календарном месяце, равное 730;

$\text{КИУМ}_g$  – значение коэффициента использования установленной мощности генерирующего объекта  $g$ :

- в случае реализации в составе проекта мероприятий по модернизации, указанных в подп. 2.2 пункта 3.2 настоящего Регламента,  $\text{КИУМ}_g = 0,75$ ;

- в иных случаях  $\text{КИУМ}_g$  соответствует значению, рассчитанному КО и переданному в СО в составе итогового Реестра участников КОММОд в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента;

$\Pi_g^{\text{мощность}}$  – стоимость мощности в отношении генерирующего объекта  $g$ , рассчитанная КО по следующей формуле:

$$\Pi_g^{\text{мощность}} = \text{OpEx}_g + K_{\text{ни}} * \Pi_g^{\text{CapEx}}, \text{ где}$$

$OpEx_g$  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$ , указанное в соответствии с подп. «а» п. 6.3.3 настоящего Регламента в ценовой заявке, подаваемой для участия в отборе проектов модернизации;

$K_{ни}$  – значение коэффициента, отражающего величину компенсации затрат по уплате поставщиком налога на имущество и налога на прибыль, равное 1,185;

$\Pi_g^{CapEx}$  – величина, отвечающая за компенсацию капитальных затрат, рассчитанная для порядкового номера месяца, равного 13, исходя из нормы доходности, опубликованной в соответствии с п. 4.3.3 настоящего Регламента, по следующей формуле:

$$\Pi_g^{CapEx} = \left( \frac{R_{13,g} \cdot HD_i / 12 \cdot (1 + HD_i / 12)^{180}}{(1 + HD_i / 12)^{180} - 1} \right) \cdot K_g^{сн},$$

где  $HD_i$  – значение нормы доходности по результатам года  $i$ , предшествующего году, в котором проводится отбор проектов модернизации, опубликованное СО в соответствии с 4.3.4 настоящего Регламента;

$K_g^{сн}$  – коэффициент, отражающий потребление на собственные и хозяйственные нужды генерирующего объекта  $g$ , который принимает следующие значения:

для генерирующего объекта, в отношении которого в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в качестве основного вида топлива для выработки которым электрической энергии указан природный газ, – 1,033;

для генерирующего объекта, в отношении которого в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива для выработки которым электрической энергии указан уголь, – 1,069.

$R_{13,g}$  – невозмещенная по состоянию на начало тринадцатого месяца часть капитальных затрат, определяемая по формуле:

$$R_{13,g} = \frac{S_g^{CAPEX}}{N_g^{уст}} * K_g^{прив},$$

где  $S_g^{CAPEX}$  – значение капитальных затрат на реализацию проекта модернизации, в отношении генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$ , указанное в соответствии с подп. «б» п. 6.3.3 настоящего Регламента в ценовой заявке, подаваемой для участия в отборе проектов модернизации;

$N_g^{уст}$  – значение установленной мощности генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$  после реализации мероприятий по модернизации, указанное в соответствии с подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в ценовой заявке, подаваемой для участия в отборе проектов модернизации;

$K_g^{прив}$  – коэффициент приведения, учитывающий срок реализации мероприятий по модернизации, в отношении генерирующего объекта (условной ГТП)  $g$  определяется по следующей формуле:

$$K_g^{прив} = (1 + HD_i) \left( 1 + \frac{N_g}{24} \right),$$

где  $N_g$  – количество календарных месяцев, равное:

- 36 – для генерирующих объектов, выработка электрической энергии которых осуществляется с использованием в качестве основного топлива угля, указанного в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента в ценовой заявке, подаваемой для участия в отборе проектов модернизации, а также для проектов модернизации, предусматривающих мероприятия, указанных в подп. 2.2 п. 3.2 настоящего Регламента;
- 24 – для иных проектов модернизации.

Коэффициент эффективности ( $k_g^{эфф}$ ) округляется до 2 знаков после запятой.

Величина, отвечающая за компенсацию капитальных затрат, рассчитанная для порядкового номера месяца, равного 13 ( $\Pi_g^{CapEx}$ ) округляется до 2 знаков после запятой.

Коэффициент приведения ( $K_g^{\text{прив}}$ ) округляется до 3 знаков после запятой.

## 8. ПРОВЕДЕНИЕ ОТБОРА ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ

### 8.1. Общие положения и постановка задачи

8.1.1. В соответствии с Правилами оптового рынка цель отбора проектов модернизации состоит в определении предварительного перечня проектов и генерирующих объектов, в отношении которых будут заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, включенных в перечень, утвержденный Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (далее – договоры купли-продажи мощности КОММод). Итоговый перечень проектов и генерирующих объектов, в отношении которых заключаются договоры купли-продажи мощности КОММод утверждается Правительством Российской Федерации на основании предложений Правительственной комиссии по развитию электроэнергетики, сформированных в соответствии с установленной Правилами оптового рынка процедурой.

8.1.2. В ходе отбора проектов модернизации на каждый год, на который проводится отбор, СО определяются проекты модернизации и соответствующие генерирующие объекты с наименьшими значениями показателя эффективности, рассчитанными в соответствии с п. 7.2.1 настоящего Регламента, для которых одновременно выполняются следующие условия:

- а) суммарное снижение установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на одной территории, перечень которых опубликован СО в соответствии с подп. 2 п. 4.2 настоящего Регламента, в каждом месяце периода реализации мероприятий по модернизации (с учетом возможности изменения месяца начала поставки мощности на более поздний) не превышает значение максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых одновременно реализуются мероприятия по модернизации, опубликованное для отбора проектов модернизации в соответствии с подп. 3 п. 4.2 настоящего Регламента;
- б) суммарный объем установленной мощности генерирующих объектов, расположенных на территории одной ценовой зоны оптового рынка, для каждого года периода начала поставки мощности по итогам отбора проектов модернизации не превышает значение максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации, установленное Правилами оптового рынка и указанное в п. 3.1 настоящего Регламента, умноженное на коэффициент 0,85 и увеличенное на разницу соответствующего ограничения объема, которое использовалось при проведении отбора проектов модернизации на предшествующий календарный год и суммарного объема мощности, включенного в отношении предшествующего календарного года и соответствующей ценовой зоны оптового рынка в предварительный график реализации мероприятий по модернизации.

8.1.3. Если в отношении двух или более ценовых заявок в порядке, установленном п. 7.2 настоящего Регламента, определены одинаковые коэффициенты эффективности приоритет при отборе имеет ценовая заявка, поданная раньше.

### 8.2. Исходные данные

При проведении отбора проектов модернизации учитываются следующие параметры:

$P_{g,r,z,Y}^{\text{уст}}$  – объем установленной мощности, предлагаемый участником КОММод к отбору в отношении генерирующего объекта  $g$ , расположенного на территории энергосистемы (энергорайона)  $r$ , входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка  $z$ , на год  $Y$ , в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, указанный в ценовой заявке и определяемый как суммарная величина установленной мощности ЕГО, отнесенных к условной ГТП  $g$ .

- $dP_{g,r,z,m}$  – объем снижения установленной мощности генерирующего объекта  $g$ , расположенного на территории энергосистемы (энергорайона)  $r$ , входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка  $z$ , указанный в ценовой заявке в месяце реализации мероприятий по модернизации  $m$  ( $m \in M_g$ , где  $M_g$  – период реализации мероприятий по модернизации генерирующего объекта  $g$ ) для целей формирования предварительного графика реализации мероприятий по модернизации;
- $k_{g,r,z,Y}^{\text{эффект}}$  – коэффициент эффективности генерирующего объекта  $g$ , расположенного на территории энергосистемы (энергорайона)  $r$ , входящей в состав ОЭС в составе ценовой зоны оптового рынка  $z$ ; на год  $Y$ , в котором планируется начало поставки мощности по такому объекту, рассчитанный в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента;
- $P_{z,Y}^{\text{спрос}}$  – максимальная совокупная установленная мощность генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации на год  $Y$  для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$ , указанная в п. 3.1 настоящего Регламента;
- $P_{r,z,m}^{\text{сниж}}$  – максимальное совокупное снижение установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, определенное СО в соответствии с п. 4.3.2 настоящего Регламента для энергосистемы (энергорайона)  $r$ , входящей в состав ОЭС ценовой зоны оптового рынка  $z$  в месяце периода реализации мероприятий по модернизации ( $m \in T_r$ , где  $T_r$  – суммарный период реализации мероприятий по модернизации всех отобранных генерирующих объектов  $g$ , расположенных на территории энергосистемы (энергорайона)  $r$ );
- $dP_{z,Y-1}^{\text{спрос}}$  – неиспользованный лимит максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые были определены по итогам отбора проектов модернизации на год  $Y-1$  для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$  (при проведении отбора на 2022 год  $dP_{z,Y-1}^{\text{спрос}} = 0$ );
- $m'_g$  – месяц начала поставки мощности  $m'_g$  ( $m'_g \in Y$ ,  $m'_g = M_g + 1$ ) генерирующего объекта  $g$  (месяц, следующий за месяцем окончания периода  $M_g$ );
- $T_r$  – суммарный период реализации мероприятий по модернизации всех генерирующих объектов  $g_n$ ;
- $S_{g_n}$  – индикатор включения генерирующего объекта  $g_n$  в перечень предварительно отобранных  $S_{g_n} \in \{0,1\}$ , при этом значение  $S_{g_n} = 1$  соответствует включению генерирующего объекта  $g_n$  в перечень предварительно отобранных,  $S_{g_n} = 0$  – невключению;
- $C_g$  – признак приоритета в отборе ценовых заявок в случае равенства коэффициентов эффективности.

### 8.3. Ранжирование ценовых заявок

При проведении отбора проектов модернизации на год  $Y$  в каждой ценовой зоне оптового рынка  $z$  объемы установленной мощности  $P_{g,r,z,Y}^{\text{уст}}$ , соответствующие генерирующему объекту (условной ГТП)  $g$ , ранжируются в порядке увеличения коэффициента эффективности  $k_{g,r,z,Y}^{\text{эффект}}$  (выстраиваются в порядке снижения приоритетности отбора).

В случае определения в отношении двух и более генерирующих объектов  $g$  в ценовой зоне  $z$  одинаковых коэффициентов эффективности  $k_{g,r,z,Y}^{\text{эффект}}$ , более высокий приоритет в отборе имеет:

- в первую очередь, генерирующий объект  $g$ , с использованием которого осуществляется выработка тепловой энергии (в составе заявки хотя бы в отношении одного турбоагрегата в подп. «е» п. 5.3.2.7 настоящего Регламента указан тип «Т», «ПТ», «Р» и иные типы противодавленческих турбин);

- во вторую очередь – генерирующий объект  $g$ , расположенный на территории  $r$  с меньшим среднемесячным значением максимального совокупного снижения установленной мощности



генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации ( $P_{r,z,m}^{\text{сниж}}$ ), определенным за суммарный период реализации мероприятий  $T_r$ );

- в третью очередь – генерирующий объект  $g$ , по которому ценовая заявка подана ранее.

С учетом указанной очередности приоритетов в отборе генерирующим объектам присваивается признак приоритета в отборе ценовых заявок  $c_g$ .

По итогам ранжирования всем генерирующим объектам  $g$  в ценовой зоне  $z$  (соответствующим объемам мощности  $P_{g,r,z,Y}^{\text{уст}}$ ) присваивается порядковый номер  $n \in \{1 \dots N \mid k_{g_{n+1},r,z,Y}^{\text{эффект}} > k_{g_n,r,z,Y}^{\text{эффект}} \text{ или } (k_{g_{n+1},r,z,Y}^{\text{эффект}} = k_{g_n,r,z,Y}^{\text{эффект}} \text{ и } c_{g_{n+1}} > c_{g_n})\}$  в порядке снижения приоритета отбора.

#### 8.4. Отбор ценовых заявок

8.4.1. Отбору в ценовой зоне  $z$  подлежат генерирующие объекты (условные ГТП)  $g_n$ , имеющие больший приоритет по итогам процедуры ранжирования, при выполнении следующих условий:

(1) суммарные объемы установленной мощности  $P_{g_n,r,z,Y}^{\text{уст}}$  отобранных генерирующих объектов  $g_n$  на год проведения отбора  $Y$  не превышают объем максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть определены по итогам отбора проектов модернизации на год  $Y$  для соответствующей ценовой зоны оптового рынка  $P_{z,Y}^{\text{спрос}}$ , умноженный на коэффициент 0,85 и увеличенный на величину  $dP_{z,Y-1}^{\text{спрос}}$ , равную разнице соответствующего ограничения объема, которое использовалось при проведении отбора проектов модернизации на предшествующий календарный год, и суммарного объема мощности, включенного в отношении предшествующего календарного года и соответствующей ценовой зоны оптового рынка в предварительный график реализации мероприятий по модернизации;

(2) суммарные объемы снижения установленной мощности генерирующих объектов  $g_n$   $dP_{g_n,r,z,m}$  в каждом месяце реализации мероприятий по модернизации  $m$  не превышают объем максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для отдельных ОЭС (энергосистем, энергорайонов)  $r$  в составе ценовой зоны оптового рынка  $z$  в соответствующем месяце  $m$ .

8.4.2. Отбор генерирующих объектов в каждой ценовой зоне  $z$  производится в следующем порядке. Объектам последовательно, начиная с номера  $n = 1$ , присваивается индикатор включения в перечень предварительно отобранных  $s_{g_n} = 1$  и осуществляется проверка выполнения условий (1) и (2), которая для некоторого генерирующего объекта  $g_n$  производится следующим образом:

$$(1) \quad \sum_{i=1}^n P_{g_i,r,z,Y}^{\text{уст}} * s_{g_i} \leq (0,85 * P_{z,Y}^{\text{спрос}} + dP_{z,Y-1}^{\text{спрос}}).$$

В случае если для объекта  $g_n$  выполнено условие (1), то осуществляется проверка условия (2).

(2) Для каждой ОЭС (энергосистемы, энергорайона)  $r$  в составе ценовой зоны оптового рынка  $z$  в отношении каждого месяца реализации мероприятий по модернизации ( $\forall m \in T_r$ ) генерирующих объектов  $g_n$ , определяется:

$$dc_{r,z,m} = \sum_{i=1}^n dP_{g_i,r,z,m} * s_{g_i} - P_{r,z,m}^{\text{сниж}}.$$

Проверка выполнения условия (2) осуществляется в следующей последовательности.

1. Если  $\forall m \in T_r \forall r \in z \ dc_{r,z,m} \leq 0$ , то условие (2) выполнено и объект  $g_n$  считается предварительно отобранным ( $s_{g_n} = 1$ ).
2. Если  $\exists m \in T_r \exists r \in z: dc_{r,z,m} > 0$ , то для объекта  $g_n$  осуществляется последовательное по шагам  $k$  изменение месяца начала поставки мощности:

$$m_{g_n}^k = m_{g_n}^{k-1} + 1, m_{g_n}^k \in Y \ k \in \{1 \dots 11\}$$

$$m_{g_n}^0 = M g_n + 1$$

При этом  $dP_{g_n,r,z,m}^k = dP_{g_n,r,z,m-1}^{k-1}$ .

Если на некотором шаге  $k_0$  начинает выполняться условие  $dc_{r,z,m} \leq 0 \forall m \in T_r \forall r \in z$ , то объект  $g_n$  признается отобранным ( $s_{g_n} = 1$ ), а месяц начала поставки определяется равным  $m'_{g_n} = Mg_n + 1 + k_0$ . Если  $\forall k \exists m \in T_r \exists r \in z: dc_{r,z,m} > 0$ , то объект  $g_n$  исключается из отбора ( $s_{g_n} = 0$ ).

При проведении отборов на 2022–2024 годы (на годы  $Y=2022, Y=2023, Y=2024$ ) генерирующие объекты, исключенные из отбора на 2022 год, участвуют на общих основаниях в отборе на 2023 год, а генерирующие объекты, исключенные из отбора на 2023 год, участвуют на общих основаниях в отборе на 2024 год, с датой начала поставки мощности  $m'_{g_n} - 1$  января соответствующего года.

Процедура отбора заканчивается, если:

- а) для некоторого генерирующего объекта с номером  $n_0$  не выполнено условие (1). В таком случае в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов в ценовой зоне оптового рынка  $z$  включаются все объекты с номерами  $n \in \{1 \dots n_0 - 1\} | s_{g_n} = 1$ ;
- б) условия (1) и (2) проверены для всех  $N$  генерирующих объектов в ценовой зоне оптового рынка  $z$ . В таком случае в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов в ценовой зоне оптового рынка  $z$  включаются все объекты с номерами  $n \in \{1 \dots N\} | s_{g_n} = 1$ .

Тогда  $G = \{g_n | s_{g_n} = 1\}$  – множество генерирующих объектов, включенных в перечень предварительно отобранных генерирующих объектов в ценовой зоне оптового рынка  $z$ .

По результатам отборов на 2022 и 2023 годы:

- 1) уточняются  $P_{r,z,m,Y}^{\text{сниж}}$  – максимальные совокупные снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации, для энергосистемы (энергорайона)  $r$ , входящей в состав ОЭС ценовой зоны оптового рынка  $z$  в месяце периода реализации мероприятий по модернизации  $m$  на год отбора  $Y \in \{2023; 2024\}$ :

$$P_{r,z,m,Y}^{\text{сниж}} = \max(0; P_{r,z,m}^{\text{сниж}} - \sum_{y=Y-2}^{Y-1} \sum_{g_n \in r} dP_{g_n,r,z,m,y} \cdot s_{g_n,y});$$

- 2) определяются неиспользованные лимиты максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые были определены по итогам таких отборов для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$ , учитываемые при проведении отбора на последующие годы:

$$dP_{z,Y}^{\text{спрос}} = 0,85 * P_{z,Y}^{\text{спрос}} + dP_{z,Y-1}^{\text{спрос}} - \sum_{g_n \in G} P_{g_n,r,z,Y}^{\text{уст}} * s_{g_n}.$$

## 8.5. Формирование предварительного перечня отобранных проектов модернизации

- 8.5.1. По итогам выполнения действий, указанных в п. 8.4.2 настоящего Регламента, СО формирует предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов  $g$  и соответствующие им объемы установленной мощности  $P_{g,r,z,Y}^{\text{уст}}$  на каждый год  $Y$ , на который проводится отбор, для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$ .
- 8.5.2. Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов на каждый год  $Y$ , на который проводится отбор, для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$ , включает:
  - 8.5.2.1. перечень участников КОММОд, один или несколько проектов модернизации генерирующих объектов (условных ГТП) которого отобраны по результатам процедуры, указанной в п. 8.4.2 настоящего Регламента;
  - 8.5.2.2. для каждого из участников КОММОд – перечень предварительно отобранных проектов модернизации генерирующих объектов (условных ГТП);
  - 8.5.2.3. В отношении каждой условной ГТП, включенной в перечень предварительно отобранных проектов модернизации генерирующих объектов:
    - а) идентификационные данные генерирующего объекта (условной ГТП);
    - б) тип генерирующего объекта (условной ГТП);
    - в) основной вид топлива (газ или уголь);

- г) установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации;
  - д) изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации;
  - е) перечень мероприятий, реализуемых в проекте модернизации, определенных в пункте 3.2 настоящего Регламента, с указанием перечня оборудования, в отношении которого планируется реализация указанных мероприятий, технические характеристики которого заявляются в соответствии с пп. 5.3.2.6 и 5.3.2.7 настоящего Регламента;
  - ж) признак включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (оборудование угольных электростанций с параметрами пара не менее 23 МПа с высокими экологическими характеристиками или экспериментальных образцов газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более);
  - з) планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации с признаком ее изменения в порядке, установленном в п. 8.4.2 настоящего Регламента;
  - и) признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации;
  - к) количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации;
  - л) коэффициент эффективности, рассчитанный СО в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента.
- 8.5.3. Предварительный перечень определенных в соответствии с настоящим пунктом проектов и генерирующих объектов на каждый год, на который проводится отбор, публикуется СО не позднее 5 рабочих дней после окончания периода подачи (приема) ценовых заявок, указанного в разделе 2 настоящего Регламента.

## **9. ФОРМИРОВАНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ГРАФИКА РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ**

9.1. В отношении генерирующих объектов, включенных в предварительный перечень отобранных проектов модернизации, сформированный в соответствии с п. 8.5 настоящего Регламента, СО в течение 1 календарного месяца после окончания периода подачи (приема) ценовых заявок в отбор модернизации, указанного в разделе 2 настоящего Регламента, формирует предварительный график реализации мероприятий по модернизации, исходя из указанного в ценовой заявке количества календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации с учетом изменения даты начала поставки мощности, указанной в ценовой заявке, в рамках периода начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации в порядке, установленном в п. 8.4.2 настоящего Регламента.

9.2. При невозможности учета в указанном предварительном графике мероприятий по модернизации всех генерирующих объектов, определенных в соответствии с п. 8.5 настоящего Регламента, по причине выявления СО угрозы наступления в течение заявленного периода реализации мероприятий по модернизации последствий, предусмотренных пунктом 31 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила вывода в ремонт), СО осуществляет следующие действия:

Месяц начала поставки мощности  $m'_{g_n}$  ( $m'_g \in Y$ ,  $m' = M_{g_n} + 1$ ) генерирующего объекта  $g_n$  (месяц, следующий за месяцем окончания периода  $M_{g_n}$ ) изменяется в большую сторону таким образом, чтобы исключить угрозу наступления последствий, предусмотренных п. 31 Правил вывода в ремонт. В случае если определенный таким образом месяц начала поставки мощности  $m'_{g_n}$  генерирующего объекта  $g_n$  выходит за период года  $Y$ , на который проводится соответствующий отбор, такой

генерирующий объект  $g_n$  исключается из перечня отобранных проектов модернизации (признается неотобранным,  $s_{g_n} = 0$ ).

При проведении отборов на 2022–2024 годы (на годы  $Y=2022, Y=2023, Y=2024$ ) при изменении даты начала поставки мощности в соответствии с настоящим пунктом в случае, если указанная дата выходит за период года  $Y$ , на который проводится соответствующий отбор, но наступает не позднее 1 декабря 2024 года, соответствующий проект включается в перечень отобранных на год, в пределах которого находится указанная дата.

По результатам формирования предварительного графика модернизации на 2025 и последующие годы неиспользованные лимиты максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые были определены по итогам таких отборов для каждой ценовой зоны оптового рынка  $z$ , учитываемые при проведении отбора на последующие годы ( $dP_{z,Y}^{\text{спрос}}$ ), рассчитываются по следующей формуле:

$$dP_{z,Y}^{\text{спрос}} = 0,85 * P_{z,Y}^{\text{спрос}} - \sum_{g_n \in G} P_{g_n,r,z,Y}^{\text{уст}} * s_{g_n},$$

При этом  $dP_{z,Y}^{\text{спрос}}$  по результатам формирования предварительного графика модернизации на 2024 год определяется по формуле:

$$dP_{z,2024}^{\text{спрос}} = \sum_{Y=2022}^{2024} (0,85 * P_{z,Y}^{\text{спрос}} - \sum_{g_n \in G} P_{g_n,r,z,Y}^{\text{уст}} * s_{g_n}).$$

9.3. В период формирования предварительного графика реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций СО осуществляет проверку достоверности представленных участником оптового рынка сведений о технических параметрах заявленного проекта модернизации, в том числе путем проведения выездной проверки на электростанцию, на которой расположен соответствующий генерирующий объект, в т.ч. с привлечением представителей специализированной организации.

СО не позднее чем за 2 (два) рабочих дня до даты проведения выездной проверки на электростанцию уведомляют участника оптового рынка и руководство электростанции о дате проведения выездной проверки.

В случае отказа в допуске (недопуске) участником оптового рынка (персоналом электростанции) на электростанцию представителей СО, в т.ч. представителей специализированной организации, для проведения проверки СО указывает соответствующую информацию в составе данных, направляемых в соответствии с п. 10.2 настоящего Регламента в Минэнерго России.

## 10. ФОРМИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОММОД

10.1. СО в течение 1 календарного месяца после окончания периода подачи (приема) ценовых заявок в отбор модернизации, указанного в разделе 2 настоящего Регламента, публикует итоги отбора проектов по модернизации, которые для каждого года на который проводится отбор, по каждой ценовой зоне оптового рынка, включают:

а) перечень участников КОММОд, один или несколько генерирующих объектов которого были отбраны и включены в предварительный график реализации мероприятий по модернизации,

б) в отношении каждого участника КОММОд, указанного в подп. «а» настоящего пункта, – перечень отобранных генерирующих объектов (условных ГТП), включенных в предварительный график реализации мероприятий по модернизации;

в) в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП), включенной в предварительный график реализации мероприятий по модернизации:

- перечень мероприятий по модернизации, заявленных в составе ценовой заявки;
- установленная мощность генерирующего объекта;
- стоимостные параметры, указанные в ценовой заявке, поданной в отношении соответствующего генерирующего объекта;
- значение КИУМ соответствующего генерирующего объекта, рассчитанное КО в соответствии с п. 5.4.4 настоящего Регламента;

– значение показателя эффективности генерирующего объекта, рассчитанное КО в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента;

– предварительный график реализации мероприятий по модернизации с указанием планируемой даты начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации (с учетом ее изменения в порядке, установленном пп. 8.4.2 и 9.2 настоящего Регламента) и количества календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации.

10.2. СО не позднее даты официального опубликования итогов отбора проектов по модернизации направляет в Минэнерго России информацию, указанную в п. 10.1 настоящего Регламента, с указанием результатов проверки достоверности представленных участником оптового рынка сведений о технических параметрах заявленного проекта модернизации, выполненной в том числе путем выездной проверки на электростанцию, на которой расположен соответствующий генерирующий объект, проведенной в соответствии с п. 9.3 настоящего Регламента, а также перечень генерирующих объектов, в отношении которых были поданы ценовые заявки, соответствующие требованиям Правил оптового рынка и включенных в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, но не были включены в перечень генерирующих объектов, включенных в предварительный график реализации мероприятий по модернизации.

10.3. СО не позднее даты официального опубликования Реестра итогов КОММОд, указанной в п. 10.1 настоящего Регламента, формирует и направляет КО Реестр результатов КОММОд, содержащий следующую информацию:

10.3.1. перечень участников оптового рынка, включенных в итоговый Реестр участников КОММОд, сформированный в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента,

10.3.2. в отношении каждого поставщика мощности, указанного в п. 10.3.1 настоящего Регламента, – перечень генерирующих объектов (условных ГТП), включенных в итоговый Реестр участников КОММОд, сформированный в соответствии с п. 5.4 настоящего Регламента;

10.3.3. в отношении каждого генерирующего объекта (условной ГТП):

а) признак включения условной ГТП в предварительный график реализации мероприятий по модернизации;

б) местоположение генерирующего объекта (условной ГТП) в соответствии с подп. «б» п. 5.2.2.2;

в) тип проекта и технические параметры генерирующего оборудования КОММОд, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации, заявленные участником, а именно:

а) идентификационные данные генерирующего объекта (условной ГТП);

б) тип генерирующего объекта (условной ГТП);

с) основной вид топлива (газ или уголь);

д) установленная мощность генерирующего объекта (условной ГТП) после реализации мероприятий по модернизации;

е) изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации;

ф) перечень типов проектов модернизации, реализуемых в проекте модернизации определенных в пункте 3.2 настоящего Регламента, с указанием перечня оборудования, в отношении которого планируется реализация мероприятий по модернизации, технические характеристики которого и перечень планируемых мероприятий заявляются в соответствии с пп. 5.3.2.6 и 5.3.2.7 настоящего Регламента;

г) признак включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (оборудование угольных электростанций с параметрами пара не менее 23 МПа с

- высокими экологическими характеристиками или экспериментальных образцов газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более);
- h) признак соответствия требованию локализации;
  - i) планируемая дата начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации в период начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации;
  - j) признак согласия изменения даты начала поставки мощности по окончании реализации мероприятий по модернизации при формировании графика реализации мероприятий по модернизации;
  - k) количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации;
  - l) признак включения генерирующего оборудования (условной ГТП) в Сводный перечень заявленных проектов модернизации, в отношении которой выполнены требования, предусмотренные п. 5.3.4 настоящего Регламента;
- г) данные и параметры в отношении планируемого к включению в проект модернизации оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации:
- a) идентификационные данные электростанции (идентификационный код и наименование электростанции);
  - b) вид оборудования в соответствии с типом заявленного проекта (паровая турбина, котлоагрегат, дымовая труба);
  - c) перечень мероприятий по модернизации, заявленных для соответствующего оборудования;
  - d) идентификационный код турбины;
  - e) установленная мощность турбины;
  - f) номинальная паропроизводительность котлоагрегата;
  - g) год выпуска;
  - h) минимальное требуемое значение наработки турбины;
  - i) фактическая наработка турбины на 1 января календарного года, в котором проводится отбор;
  - j) показатель востребованности турбины;
  - k) признак планируемого вывода из эксплуатации турбины;
  - l) высота дымовой трубы;
- д) данные и параметры в отношении планируемого к включению в проект модернизации оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации:
- a) вид оборудования в соответствии с типом заявленного проекта (паровая (газовая) турбина, котлоагрегат, дымовая труба);
  - b) перечень мероприятий по модернизации, заявленных для соответствующего оборудования;
  - c) идентификационный код турбины;
  - d) тип турбины;
  - e) установленная мощность турбины;
  - f) номинальная паропроизводительность котлоагрегата;
  - g) номинальная активная мощность генератора;

- h) высота дымовой трубы;
- е) стоимостные и ценовые параметры, указанные в ценовой заявке, поданной в отношении соответствующего генерирующего объекта:
  - значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации;
  - значение капитальных затрат на реализацию проекта;
  - коэффициент, характеризующий прогнозную прибыль от продажи электрической энергии в РСВ,
- ж) значение показателя эффективности генерирующего объекта, рассчитанное в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента;
- з) планируемая даты начала поставки мощности по итогам соответствующего отбора проектов модернизации, измененная при формировании предварительного графика реализации мероприятий по модернизации в порядке, установленном пп. 8.4.2 и 9.2 настоящего Регламента.

10.4. СО не позднее 5 (пяти) рабочих дней с даты публикации итогов КОММод, определенной в соответствии с п. 10.1 настоящего Регламента, публикует на сайте КОМ СО в индивидуальных разделах участников, включенных в Реестр итогов КОММод, информацию, указанную в п. 10.1 настоящего Регламента по форме 1 приложения 2 к настоящему Регламенту.

10.5. В случае если при проведении КОММод не была подана ни одна ценовая заявка, то СО публикует информацию об этом на официальном сайте СО и сайте КОМ СО в течение одного рабочего дня с даты окончания срока подачи (приема) ценовых заявок на КОММод. В этом случае у СО, КО и участников оптового рынка по результатам такого КОММод не возникает каких-либо прав и обязанностей, предусмотренных Правилами оптового рынка, *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* и регламентами оптового рынка.

## **11. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДОГОВОРА КУПИ-ПРОДАЖИ (ПОСТАВКИ) МОЩНОСТИ И ПЕРЕДАЧА РЕЕСТРОВ ДОГОВОРОВ КОММОД**

11.1. Договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующего объекта, включенного в перечень, утвержденный Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (далее – договоры на модернизацию), заключаются между участниками оптового рынка – поставщиками электрической энергии и мощности и участниками оптового рынка – покупателями электрической энергии и мощности, группы точек поставки которых расположены в одной ценовой зоне, в соответствии и с требованиями стандартной формы *Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка* по стандартной форме Приложения № Д 18.3.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*.

КО направляет в ЦФР и Совет рынка в электронном виде с ЭП реестр объектов КОММод, содержащий поля приложения 11 к настоящему Регламенту, в срок не позднее 5 рабочих дней после опубликования перечня, утвержденного Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на соответствующий год.

11.2. КО направляет в ЦФР в электронном виде с ЭП:

- реестр заключенных договоров КОММод (содержащий поля приложения 11.1 к настоящему Регламенту) – не позднее 5 (пятого) рабочего дня с даты подписания соответствующих договоров;
- реестр расторгнутых договоров КОММод с указанием в реестре договоров на модернизацию, расторгнутых с 1-го числа расчетного месяца (содержащий поля приложения 11.2 к настоящему Регламенту), – не позднее 5 (пятого) рабочего дня расчетного месяца.

**Приложение 1**  
к Регламенту проведения отборов проектов по модернизации  
генерирующих объектов тепловых электростанций  
**Форма 1**

**Форма заявки о технических параметрах проектов модернизации генерирующего оборудования**

Код организации:

Наименование участника оптового рынка

Код электростанции:

Наименование электростанции:

Месторасположение электростанции:

Код условной ГТП

Наименование условной ГТП

**Данные заявки**

Параметры	заявка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
<b>Генерирующий объект (условная ГТП генерации)</b>													
Вид топлива	газ <input type="checkbox"/>												
	уголь <input type="checkbox"/>												
Установленная мощность генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, МВт													
Изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, МВт													
Снижение	1-й												



установленной мощности в течение периода реализации мероприятий по модернизации (помесячно), МВт	ГОД													
	2-й ГОД													
	3-й ГОД													
	4-й ГОД													
Тип проекта реализации мероприятий по модернизации	1. Модернизация котельного оборудования <input type="checkbox"/>													
	2. Модернизация турбинного оборудования <input type="checkbox"/>													
	3. Сопутствующие мероприятия (поле может быть заполнено только при заполнении одного или нескольких полей в разделе 1 и (или) <input type="checkbox"/>													
Признак включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации (оборудование угольных электростанций с параметрами пара не менее 23 МПа с высокими экологическими характеристиками или экспериментальные образцы газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более) <input type="checkbox"/>														
Признак соответствия требованию локализации <input type="checkbox"/>														
Планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ)														
Планируемая дата начала поставки мощности после окончания реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ)		Признак согласия изменения даты начала поставки мощности <input type="checkbox"/>												
Количество месяцев реализации мероприятий по модернизации														
Средняя за зимние месяцы из предшествующих 24 месяцев величина суммарного технического минимума всех ЕГО электростанции, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника (МВт)														
Признак поставки мощности по ДПМ <input type="checkbox"/>														

- параметр, обязательный для заполнения

- параметр не заполняется

Данные и технические параметры оборудования, планируемого к включению в проект модернизации, функционирующего до и после реализации мероприятий по модернизации

Электростанция		Вид оборудования	Перечень планируемых мероприятий по модернизации*	Идентификатор основного / связанного оборудования	Ст. номер	Заводской идентификационный	Тип	Завод-изготовитель (выбор из списка)	Установленная мощность, МВт	Давление острого пара, МПа	Номинальная паропроизводительность, т/час	Номинальная мощность, МВт	Год выпуска	Минимальное значение наработки, часы	Фактическая наработка, часы	Показатель востребованности	Признак планируемого вывода из эксплуатации	Высота дымовой трубы, м	Гидравлическая нагрузка, м3/ч
код	наименование																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Данные и технические параметры планируемого к включению в проект модернизации оборудования, функционирующего до реализации мероприятий по модернизации																			
		паровая турбина 1	<input type="checkbox"/>																
		...	<input type="checkbox"/>																
		паровая турбина n	<input type="checkbox"/>																
		котлоагрегат 1	<input type="checkbox"/>																
		...	<input type="checkbox"/>																
		котлоагрегат n	<input type="checkbox"/>																
		генератор турбины 1	<input type="checkbox"/>																
		...	<input type="checkbox"/>																
		генератор турбины n	<input type="checkbox"/>																
		дымовая труба 1	<input type="checkbox"/>																
		...	<input type="checkbox"/>																

		дымовая труба n	<input type="checkbox"/>																	
		золоулавливающее оборудование 1	<input type="checkbox"/>																	
		...	<input type="checkbox"/>																	
		золоулавливающее оборудование n	<input type="checkbox"/>																	
		главный корпус	<input type="checkbox"/>																	
		золоотвал	<input type="checkbox"/>																	
		...	<input type="checkbox"/>																	

**Данные и технические параметры планируемого к включению в проект модернизации оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации**

		паровая турбина 1	<input type="checkbox"/>																	
		...	<input type="checkbox"/>																	
		паровая турбина n	<input type="checkbox"/>																	
		газовая турбина 1	<input type="checkbox"/>																	
		...	<input type="checkbox"/>																	
		газовая турбина n	<input type="checkbox"/>																	
		котлоагрегат 1	<input type="checkbox"/>																	
		...	<input type="checkbox"/>																	
		котлоагрегат n	<input type="checkbox"/>																	
		генератор турбины 1	<input type="checkbox"/>																	
		...	<input type="checkbox"/>																	
		генератор турбины n	<input type="checkbox"/>																	
		дымовая труба 1	<input type="checkbox"/>																	



**\*Перечень планируемых мероприятий по модернизации заполняется в зависимости от выбранного вида оборудования:**

1. Котлоагрегат	1.1) комплексная замена котлоагрегата	1.1.1) на газовом топливе <input type="checkbox"/>	
		1.1.2) на угольном топливе <input type="checkbox"/>	
	1.2) замена в полном объеме следующих элементов	1.2.1) барабан котлоагрегата (не требуется для прямоточных котлов) <input type="checkbox"/>	
		1.2.2) пароперегреватель котлоагрегата <input type="checkbox"/>	
		1.2.3) топочный экран котлоагрегата <input type="checkbox"/>	
	1.2.4) перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата <input type="checkbox"/>		
2. Турбинное оборудование	2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины) <input type="checkbox"/>		
	2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной	2.2.1) без котла утилизатора <input type="checkbox"/>	
		2.2.2) с котлом утилизатором <input type="checkbox"/>	
	2.3) замена цилиндра высокого давления <input type="checkbox"/>		
2.4) замена цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией одного из следующих элементов	2.4.1) замена части (цилиндр) среднего давления (или части среднего и низкого давления) турбины с промежуточным перегревом пара <input type="checkbox"/>		

		2.4.2) модернизация части (цилиндра) среднего давления (или части среднего и низкого давления) турбины без промежуточного перегрева пара <input type="checkbox"/>		
		2.4.3) модернизация цилиндра низкого давления турбины <input type="checkbox"/>		
3. Иное оборудование, в отношении которого выполняются сопутствующие мероприятия (поля могут быть заполнены только при заполнении одного или нескольких полей в разделе 1 и (или) 2)	3.1) комплексная замена генератора <input type="checkbox"/>			
	3.2) замена ротора генератора <input type="checkbox"/>			
	3.3) строительство градирни и циркуляционной насосной станции <input type="checkbox"/>			
	3.4) замена регенеративных подогревателей <input type="checkbox"/>			
	3.5) замена трубопроводов острого пара, промперегрева, питательной воды технологического соединения «котел-турбина» <input type="checkbox"/>			
	3.6) замена /установка золоулавливающего оборудования	3.6.1) замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры <input type="checkbox"/>		
		3.6.2) замена существующего золоулавливающего оборудования на рукавные фильтры <input type="checkbox"/>		
		3.6.3) замена существующего золоулавливающего оборудования на иные виды золоулавливающего оборудования <input type="checkbox"/>		
	3.7) замена/строительство дымовой трубы на угольной электростанции <input type="checkbox"/>			
	3.8) замена/строительство систем приема подготовки и распределения топлива на угольной электростанции	3.8.1) модернизация склада угля, подразумевающая строительство защитных экранов, подпорных стенок,		

		установок оросительных/ туманообразующих, укладчика- заборщика роторного	
		3.8.2) строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием <input type="checkbox"/>	
	3.9) строительство нового/реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж нового котла-утилизатора, газовой турбины, генератора, паровой турбины	3.9.1) реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж новой газовой турбины	3.9.1.1) без котла- утилизатора <input type="checkbox"/>
			3.9.1.2) с котлом- утилизатором <input type="checkbox"/>
		3.9.2) строительство нового корпуса для котельного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых котлоагрегатов	3.9.2.1) для ТЭС на газовом топливе <input type="checkbox"/>
			3.9.2.2) для ТЭС на угольном топливе <input type="checkbox"/>
		3.9.3) строительство нового корпуса для турбинного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых турбин	3.9.3.1) для ТЭС на газовом топливе <input type="checkbox"/>
			3.9.3.2) для ТЭС на угольном топливе <input type="checkbox"/>
		3.9.4) приведение в соответствие с действующими нормативно- техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми котлами и паровыми турбинами на угольном топливе <input type="checkbox"/>	
		3.9.5) приведение в соответствие с действующими нормативно- техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми котлами и турбинами на газовом топливе <input type="checkbox"/>	



	3.10) строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости <input type="checkbox"/>		
	3.11) замена барабана котлоагрегата (не требуется для прямоточных котлов) <input type="checkbox"/>		
	3.12) замена пароперегревателя котлоагрегата <input type="checkbox"/>		
	3.13) замена топочного экрана котлоагрегата <input type="checkbox"/>		
	3.14) замена перепускных трубопроводов с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата <input type="checkbox"/>		

**Форма заявки для целей участия в отборе проектов по модернизации генерирующего оборудования**

Код организации:

Наименование участника оптового рынка

Код электростанции:

Наименование электростанции:

Месторасположение электростанции:

Код условной ГТП

Наименование условной ГТП

**Данные заявки**

Стоимостные параметры	Значение
Значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, руб./МВт в месяц	
Значение капитальных затрат на реализацию проекта, руб.	
Коэффициент, характеризующий прогнозную долю прибыли от продажи электрической энергии в РСВ, в долях	

Данные ценовой заявки о технических параметрах проектов модернизации заявляются по форме 1 приложения 1 к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

Данные и параметры вводимого после реализации мероприятий по модернизации оборудования и выводимого из работы для целей реализации мероприятий по модернизации оборудования заявляются по форме 2 приложения 1 к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

**Приложение 2**

к Регламенту проведения отборов проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций

**Информация об объемах мощности и стоимостных параметрах включенных в Реестр итогов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций**

**Форма 1**

к Информации об объеме и цене мощности, включенных в Реестр итогов отбора проектов модернизации новых генерирующих объектов

**Выписка из Реестра итогов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций**

Период поставки мощности: с \_\_\_\_\_ **Поставщик** \_\_\_\_\_

ЦЗ	Субъект РФ	Код условной ГТП	Наименование генерирующего объекта (условной ГТП)	Тип генерирующего объекта	Основной вид топлива	Установленная мощность генерирующего объекта, МВт	Тип (-ы) проекта реализации мероприятий по модернизации	Признак включения в состав проекта модернизации образов инновационного энергетического оборудования (да/ нет)	Признак заявленного соответствия требованиям локализации (да/ нет)	КИУМ, в долях	Стоимостные параметры			Коэффициент эффективности, в долях	Предварительный график реализации мероприятий по модернизации		
											Значение уделных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта, руб./МВт в месяц	Значение капитальных затрат на реализацию проекта, руб.	Коэффициент, характеризующий прогнозную долю прибыли от продажи электрической энергии в РСВ, в долях		Дата начала поставки мощности после реализации мероприятий по модернизации	Признак изменения заявленной даты начала поставки мощности	Количество календарных месяцев, составляющих период реализации мероприятий по модернизации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
			<b>ИТОГО:</b>														

АО «СО ЕЭС»:

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (дата)

### Приложение 3

к Регламенту проведения отборов проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций

#### Порядок определения средней доходности долгосрочных государственных обязательств

Средняя доходность долгосрочных государственных обязательств для года  $X$   $ДГО_X$  определяется (с точностью до 5 (пяти) знаков после запятой) на основании данных, полученных КО от Публичного акционерного общества «Московская Биржа ММВБ-РТС» (далее – ММВБ), по истечении года  $X$  (определяется один раз и в дальнейшем не пересматривается) в следующем порядке:

$$ДГО_X = \frac{\sum_{j=1}^{n_X} Y_{X,j}(10)}{n_X}, \quad (1)$$

где  $n_X$  – количество торговых дней в календарном году с номером  $i$  по состоянию на 31 декабря года  $X$ , в течение которых осуществлялись торги с использованием системы электронных (организованных) торгов на Фондовом рынке ММВБ (далее для целей настоящего пункта – торговый день, день торгов), за которые на официальном сайте ММВБ было опубликовано значение  $Y_{X,j}(10)$ ;

$j$  – индекс дня, принимающий значения от 1 до  $n_X$ ;

$Y_{X,j}(10)$  – опубликованное на официальном сайте ММВБ, соответствующее сроку до погашения в 10 лет значение  $G$ -кривой (зависимости бескупонной доходности государственных обязательств от их дюрации), рассчитанное ММВБ по результатам торгов за торговый день с номером  $j$  в году  $X$ .

В качестве соответствующего срока до погашения в 10 лет значения  $G$ -кривой (зависимости бескупонной доходности государственных обязательств от их дюрации) по результатам торгов за торговый день с номером  $j$  в году  $X$  используется опубликованное на официальном сайте ММВБ соответствующее сроку до погашения в 10 лет значение КБД Московской биржи (зависимости бескупонной доходности государственных обязательств от их дюрации), рассчитанное ММВБ по результатам торгов за торговый день с номером  $j$  в году  $X$  и полученное КО от ММВБ в порядке, предусмотренном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.

В случае если по состоянию на 31 декабря года  $X$  количество торговых дней в году с номером  $X$ , за которые на официальном сайте ММВБ опубликовано значение  $Y_{X,j}(10)$ ,  $n_X$  не превышает 50 % от общего количества торговых дней в году с номером  $X$ , величина средней доходности  $ДГО_X$  рассчитывается в нижеследующем порядке.

При расчете величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств  $ДГО_X$  используются данные торгов на ММВБ облигациями федерального займа, для которых выполнены следующие условия:

- срок до погашения (срок обязательной оферты) по состоянию на 31 декабря года  $X$  составлял не менее семи лет и не более одиннадцати лет;
- облигации включены в перечень облигаций федерального займа, итоговый удельный вес которых по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  превышает 10 %, при этом итоговый удельный вес облигации федерального займа по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  рассчитывается как деленная на пять сумма удельного веса облигации федерального займа по количеству сделок на ММВБ за третий квартал года  $X$ , умноженного на два, удельного веса облигации федерального займа по объему торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$ , умноженного на два, и удельного веса облигации федерального займа по количеству участников торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$ .

Удельный вес облигации федерального займа по количеству сделок по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  рассчитывается как умноженное на 100 % отношение показателя суммарного количества сделок по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  в отношении соответствующей облигации федерального займа к показателю суммарного количества сделок по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  в отношении ценной бумаги, которая имеет наибольший показатель суммарного количества сделок по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$ .

Удельный вес облигации федерального займа по объему торгов по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  рассчитывается как умноженное на 100 % отношение показателя суммарного объема торгов по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  в отношении соответствующей облигации федерального займа к показателю суммарного объема торгов по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  в отношении ценной бумаги, которая имеет наибольший показатель суммарного объема торгов по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$ .

Удельный вес облигации федерального займа по количеству участников торгов по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  рассчитывается как умноженное на 100 % отношение показателя суммарного количества участников торгов в отношении соответствующей облигации федерального займа по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  к показателю суммарного количества участников торгов в отношении ценной бумаги по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$ , которая имеет наибольший показатель суммарного количества участников торгов по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$ .

Перечень облигаций федерального займа, итоговый удельный вес которых по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  превышает 10 %, КО определяет на основании полученного от ММВБ в порядке, предусмотренном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, списка ценных бумаг за третий квартал года  $X$ , в который включаются ценные бумаги, итоговый удельный вес которых по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  превышает 10 %.

В случае отсутствия облигаций федерального займа, включенных в котировальный список ММВБ, срок до погашения (срок обязательной оферты) которых составляет не менее семи и не более одиннадцати лет по состоянию на 31 декабря года  $X$ , итоговый удельный вес которых по результатам торгов на ММВБ за третий квартал года  $X$  превышает 10 %, средняя доходность долгосрочных государственных обязательств  $ДГО_X$  определяется как уменьшенное на единицу произведение величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств в  $(X-1)$ -ый год  $ДГО_{X-1}$  плюс единица и отношения средневзвешенной по сроку действия за год  $X$  ключевой ставки Банка России  $СКлюч_X$  плюс единица к средневзвешенной по сроку действия ключевой ставки Банка России за  $(X-1)$ -ый год  $СКлюч_{X-1}$  плюс единица:

$$ДГО_X = (ДГО_{X-1} + 1) \cdot \frac{СКлюч_X + 1}{СКлюч_{X-1} + 1} - 1 \quad (2)$$

Средняя доходность к погашению по облигации федерального займа  $o$  за год  $X$   $ДГО_X^o$  определяется (с точностью до 5 (пяти) знаков после запятой) КО по формуле:

$$ДГО_X^o = \left( \sum_{bX} \sum_{j=1}^{nd_o} ДГО_{bX,j}^o \cdot Объем_{bX,j}^o \right) / \left( \sum_{bX} \sum_{j=1}^{nd_o} Объем_{bX,j}^o \right), \quad (3)$$

где  $nd_o$  – число торговых дней в которые осуществлялись торги на Фондовом рынке ММВБ облигацией  $o$  в соответствующем году;

$j$  – индекс дня, принимающий значения от 1 до  $nd_o$  ;

$bX$  – режим торгов;

$Объем_{bX,j}^o$  – объем сделок с облигацией  $o$  в режиме торгов  $bX$  за день торгов  $j$  года  $X$ ;

$ДГО_{bX,j}^o$  – доходность к погашению облигации  $o$  в режиме торгов  $bX$  за день торгов  $j$  года  $X$ , рассчитанная по средневзвешенной цене согласно порядку расчета доходности к погашению по

государственным ценным бумагам, определенному в Методике определения величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств, используемой при расчете цены на мощность для поставщиков мощности, утвержденной приказом Минэкономразвития России от 12.03.2018 № 116.

Средняя доходность долгосрочных государственных обязательств  $ДГО_X$  определяется в следующем порядке:

$$ДГО_X = \sum_o (ДГО_X^o \cdot \text{Объем\_выпуска}_X^o) / \sum_o (\text{Объем\_выпуска}_X^o), \quad (4)$$

где  $\text{Объем\_выпуска}_X^o$  – средневзвешенный по дням торгов на ММВБ объем выпуска облигации  $o$  в календарном году с номером  $X$ , определяемый по формуле (4.1):

$$\text{Объем\_выпуска}_X^o = \frac{\sum_j \text{Объем\_выпуска}_{Xj}^o}{d_X}, \quad (4.1)$$

где  $\text{Объем\_выпуска}_{Xj}^o$  – объем выпуска облигации  $o$  по состоянию на день торгов  $j$  года  $X$ ;

$d_X$  – количество торговых дней в году с номером  $X$ , в которые осуществлялись торги на Фондовом рынке ММВБ хотя бы одной облигацией;

$ДГО_X^o$  – средняя доходность к погашению за период с 1 января по 31 декабря года  $X$  по облигации федерального займа  $o$ .

Для расчета КО использует значения  $ДГО_{bX,j}^o$ ,  $\text{Объем\_выпуска}_{Xj}^o$  и  $\text{Объем}_{bX,j}^o$ , полученные КО от ММВБ по результатам основных режимов торгов в порядке, предусмотренном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.

**Приложение 4**  
к Регламенту проведения  
отборов проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**Значения коэффициентов К и В**

Проект модернизации	К	В
1) модернизация котельного оборудования		
1.1) комплексная замена котлоагрегата		
1.1.1) на газовом топливе	3 164.40	243 311.00
1.1.2) на угольном топливе	3 462.20	634 117.00
1.2) замена в полном объеме следующих элементов		
1.2.1) барабан котлоагрегата	68.30	34 031.00
1.2.2) пароперегреватель котлоагрегата	446.80	30 367.00
1.2.3) топочный экран котлоагрегата	342.60	92 322.00
1.2.4) перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата	539.20	22 985.00
2) модернизация турбинного оборудования		
2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины)		
- турбины теплофикационные до 250 МВт	7 770.70	447 715.00
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	7 718.10	768 884.00
- турбины конденсационные	5 246.70	580 567.10
- турбины противодавленческие	2 385.30	527 982.00
2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной		
2.2.1) без котла-утилизатора	10 446.70	1 584 821.70
2.2.2) с котлом-утилизатором	16 111.25	2 209 036.70
2.3) замена цилиндра высокого давления		
- турбины теплофикационные до 250 МВт	2 497.90	401 746.00
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	2 444.80	726 614.00
- турбины конденсационные	1 676.50	330 927.00
2.4) замена цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией одного из следующих элементов		
2.4.1) часть (цилиндр) среднего давления (или часть среднего и низкого давления) турбины с промежуточным перегревом пара		
- турбины теплофикационные до 250 МВт	4 190.50	641 552.40
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	4 137.40	966 420.00
- турбины конденсационные	3 352.20	614 078.50

2.4.2) часть (цилиндр) среднего давления (или часть среднего и низкого давления) турбины без промежуточного перегрева пара		
- турбины теплофикационные до 250 МВт	3 764.70	571 939.00
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	3 711.50	896 807.00
- турбины конденсационные	2 933.10	527 127.00
2.4.3) цилиндр низкого давления турбины		
- турбины теплофикационные до 250 МВт	4 150.20	556 062.10
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	4 097.10	880 930.00
- турбины конденсационные	3 008.90	523 502.10
3) сопутствующие мероприятия		
3.1) комплексная замена генератора	1 644.80	211 380.00
3.2) замена ротора генератора	190.70	92 127.00
3.3) строительство градирни и циркуляционной насосной станции	16.17	215 859.00
3.4) замена регенеративных подогревателей	585.00	70 023.00
3.5) трубопроводы острого пара, промперегрева, питательной воды технологического соединения «котел-турбина»	288.00	90 601.00
3.6) замена/установка золоулавливающего оборудования		
3.6.1) замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры	439.80	158 976.00
3.6.2) замена существующего золоулавливающего оборудования на рукавные фильтры	263.88	95 385.60
3.6.3) замена существующего золоулавливающего оборудования на иные виды золоулавливающего оборудования	57.17	20 666.88
3.7) замена/строительство дымовой трубы на угольной электростанции	2 528.50	418.00
3.8) замена/строительство систем приема подготовки и распределения топлива на угольной электростанции		
3.8.1) модернизация склада угля, подразумевающая строительство защитных экранов, подпорных стенок, установок оросительных/туманообразующих, укладчика-заборщика роторного	2 573.68	281 058.55
3.8.2) строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием	1 758.53	192 040.50
3.9) строительство нового/реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж котла, котла-утилизатора, газовой турбины, генератора, паровой турбины		
3.9.1) реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж новой газовой турбины		
3.9.1.1) без котла-утилизатора	1 858.12	307 482.00
3.9.1.2) с котлом-утилизатором	2 229.80	368 978.40



3.9.2) строительство нового корпуса для котельного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых котлоагрегатов		
3.9.2.1) для ТЭС на газовом топливе	2 658.50	134 754.90
3.9.2.2) для ТЭС на угольном топливе	3 704.50	187 773.20
3.9.3) строительство нового корпуса для турбинного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых турбин		
3.9.3.1) для ТЭС на газовом топливе	6 452.80	75 070.30
3.9.3.2) для ТЭС на угольном топливе	6 618.20	76 995.20
3.9.4) приведение в соответствие с действующими нормативно-техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми угольными котлами и паровыми турбинами	7 466.20	86 860.20
3.9.5) приведение в соответствие с действующими нормативно-техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми турбинами и газовыми котлами	5 972.90	69 488.20
3.10) строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости	449.30	782 009.30
3.11) замена барабана котлоагрегата	68.30	34 031.00
3.12) замена пароперегревателей котлоагрегата	446.80	30 367.00
3.13) замена топочных экранов котлоагрегата	342.60	92 322.00
3.14) замена перепускных трубопроводов с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата	539.20	22 985.00

**Приложение 5**  
к Регламенту проведения отборов проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций

**Значения долей  $d_{i.g}^1$   $d_{i.g}^2$   $d_{i.g}^3$**

Проект модернизации	$d_{i.g}^1$	$d_{i.g}^2$	$d_{i.g}^3$
1) модернизация котельного оборудования			
1.1) комплексная замена котлоагрегата			
1.1.1) на газовом топливе	0.48	0.41	0.11
1.1.2) на угольном топливе	0.52	0.37	0.11
1.2) замена в полном объеме следующих элементов			
1.2.1) барабан котлоагрегата	0.75	0.12	0.13
1.2.2) пароперегреватель котлоагрегата	0.55	0.34	0.11
1.2.3) топочный экран котлоагрегата	0.54	0.35	0.11
1.2.4) перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата	0.48	0.42	0.1
2) модернизация турбинного оборудования			
2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины);			
- турбины теплофикационные до 250 МВт	0.73	0.16	0.11
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	0.73	0.16	0.11
- турбины конденсационные	0.73	0.16	0.11
- турбины противодавленческие	0.73	0.16	0.11
2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной			
2.2.1) без котла-утилизатора	0.64	0.26	0.1
2.2.2) с котлом-утилизатором	0.64	0.26	0.1
2.3) замена цилиндра высокого давления			
- турбины теплофикационные до 250 МВт	0.73	0.15	0.12
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	0.73	0.15	0.12
- турбины конденсационные	0.74	0.14	0.12
2.4) замена цилиндра высокого давления с модернизацией одного из следующих элементов			
2.4.1) часть (цилиндр) среднего давления (или часть среднего и низкого давления) турбины с промежуточным перегревом пара			
- турбины теплофикационные до 250 МВт	0.72	0.16	0.12

- турбины теплофикационные 250 МВт и более	0.72	0.16	0.12
- турбины конденсационные	0.72	0.16	0.12
2.4.2) часть (цилиндр) среднего давления (или часть среднего и низкого давления) турбины без промежуточного перегрева пара			
- турбины теплофикационные до 250 МВт	0.68	0.14	0.18
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	0.68	0.14	0.18
- турбины конденсационные	0.68	0.14	0.18
2.4.3) цилиндр низкого давления турбины			
- турбины теплофикационные до 250 МВт	0.63	0.13	0.24
- турбины теплофикационные 250 МВт и более	0.63	0.13	0.24
- турбины конденсационные	0.63	0.13	0.24
3) сопутствующие мероприятия			
3.1) комплексная замена генератора	0.72	0.17	0.11
3.2) замена ротора генератора	0.82	0.08	0.1
3.3) строительство градирни и циркуляционной насосной станции	0.36	0.53	0.11
3.4) замена регенеративных подогревателей	0.68	0.21	0.11
3.5) трубопроводы острого пара, промперегрева, питательной воды технологического соединения «котел-турбина»	0.66	0.19	0.15
3.6) замена/установка золоулавливающего оборудования			
3.6.1) замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры	0.54	0.37	0.09
3.6.2) замена существующего золоулавливающего оборудования на рукавные фильтры	0.54	0.37	0.09
3.6.3) замена существующего золоулавливающего оборудования на иные виды золоулавливающего оборудования	0.54	0.37	0.09
3.7) замена/строительство дымовой трубы на угольной электростанции	0	0.95	0.05
3.8) замена/строительство систем приема подготовки и распределения топлива на угольной электростанции			
3.8.1) Модернизация склада угля, подразумевающая строительство защитных экранов, подпорных стенок, установок оросительных/туманообразующих, укладчика-заборщика роторного	0.43	0.49	0.08
3.8.2) Строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием	0.43	0.49	0.08
3.9) строительство нового/реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж котла, котла-утилизатора, газовой турбины, генератора, паровой турбины			

3.9.1) реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж новой газовой турбины			
3.9.1.1) без котла-утилизатора	0.11	0.83	0.06
3.9.1.2) с котлом-утилизатором	0.11	0.83	0.06
3.9.2) строительство нового корпуса для котельного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых котлоагрегатов			
3.9.2.1) для ТЭС на газовом топливе	0.05	0.91	0.04
3.9.2.2) для ТЭС на угольном топливе	0.05	0.91	0.04
3.9.3) строительство нового корпуса для турбинного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых турбин			
3.9.3.1) для ТЭС на газовом топливе	0.05	0.91	0.04
3.9.3.2) для ТЭС на угольном топливе	0.05	0.91	0.04
3.9.4) приведение в соответствие с действующими нормативно-техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми угольными котлами и паровыми турбинами	0.06	0.89	0.05
3.9.5) приведение в соответствие с действующими нормативно-техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми турбинами и газовыми котлами	0.06	0.89	0.05
3.10) строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости	0.23	0.74	0.03
3.11) замена барабана котлоагрегата	0.75	0.12	0.13
3.12) замена пароперегревателей котлоагрегата	0.55	0.34	0.11
3.13) замена топочных экранов котлоагрегата	0.54	0.35	0.11
3.14) замена перепускных трубопроводов с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата	0.48	0.42	0.1

**Приложение 6**  
к Регламенту проведения  
отборов проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**ТЕМПЕРАТУРНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ**

Территория субъекта Российской Федерации	K <sub>темп</sub>
Республика Адыгея Республика Дагестан Республика Ингушетия Кабардино-Балкарская Республика Карачаево-Черкесская Республика Республика Северная Осетия - Алания Чеченская Республика Республика Крым г. Севастополь Краснодарский край Ставропольский край	1,007
Республика Калмыкия Астраханская обл. Псковская обл. Ростовская обл.	1,016
Республика Карелия Белгородская обл. Брянская обл. Владимирская обл. Волгоградская обл. Вологодская обл. Воронежская обл. Ивановская обл. Калужская обл. Курская обл. Ленинградская обл. Липецкая обл. Московская обл. Новгородская обл. Орловская обл. Рязанская обл.	1,032

<p>Саратовская обл.                  Смоленская обл.                  Тамбовская обл.                  Тверская обл.                  Тульская обл.                  Ярославская обл.                  г. Москва                  г. Санкт-Петербург</p>	
<p>Республика Алтай                  Республика Башкортостан                  Республика Марий Эл                  Республика Мордовия                  Республика Татарстан                  Удмуртская Республика                  Чувашская Республика                  Алтайский край                  Пермский край                  Кировская обл.                  Костромская область                  Курганская обл.                  Мурманская обл.                  Нижегородская обл.                  Оренбургская обл.                  Пензенская обл.                  Самарская обл.                  Свердловская обл.                  Ульяновская обл.                  Челябинская обл.</p>	1,04
<p>Республика Бурятия                  Республика Тыва                  Республика Хакасия                  Забайкальский край                  Красноярский край                  Иркутская обл.                  Кемеровская обл.                  Новосибирская обл.                  Омская обл.                  Томская обл.                  Тюменская обл.</p>	1,055

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Ямало-Ненецкий автономный округ

**Приложение 7**  
к Регламенту проведения  
отборов проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**КОЭФФИЦИЕНТЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ**

Территория субъекта Российской Федерации	$K_{сейсм}$
Республики Алтай Республика Дагестан Республика Ингушетия Кабардино-Балкарская Республика Карачаево-Черкесская Республика Республика Северная Осетия - Алания Республика Тыва Чеченская Республика	1,07
Республика Адыгея Республика Бурятия Республика Крым Краснодарский край г. Севастополь	1,05
Республика Хакасия Алтайский край Забайкальский край Ставропольский край Иркутская область Кемеровская область	1,03
Иные территории субъектов Российской Федерации	1,00



**Приложение 8**  
к Регламенту проведения  
отборов проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**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 2022–2024 годы**

№ п/п	Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон)	Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности *
1	ОЭС Северо-Запада	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)	
		Апатитская ТЭЦ
		Новгородская ТЭЦ
		ГТ-ТЭЦ Лужская
		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)
		Всеволожская ГТ-ТЭЦ
		Киришская ГРЭС
		Северо-Западная ТЭЦ
		Юго-Западная ТЭЦ
		Новокопнинская ТЭЦ
		Петрозаводская ТЭЦ
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)	
		Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)
		Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)
		Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)
		Всеволожская ГТ-ТЭЦ
		Северо-Западная ТЭЦ
		Новокопнинская ТЭЦ
1.1.2	Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением «Дефицит энергорайона г. Петрозаводск»	

		Петрозаводская ТЭЦ
2	ОЭС Центра	Все ТЭС, расположенные в ОЭС
3	ОЭС Юга	Все ТЭС, расположенные в ОЭС
3.1.1.1.1.1	ОЭС-Крым	
		Симферопольская ТЭЦ
		Камыш-Бурунская ТЭЦ
		Сакские теплосети
		Севастопольская ТЭЦ
		Западно-Крымская МГТЭС
		Севастопольская МГТЭС
		Симферопольская МГТЭС
3.1.1.1.1	Юго-Запад	
		Кирилловская МГТЭС
		Симферопольская ТЭЦ
		Камыш-Бурунская ТЭЦ
		Сакские теплосети
		Севастопольская ТЭЦ
		Западно-Крымская МГТЭС
		Севастопольская МГТЭС
		Симферопольская МГТЭС
3.1.1.1	ОЭС-Кубань	
		Краснодарская ТЭЦ
		Кирилловская МГТЭС
		Симферопольская ТЭЦ
		Камыш-Бурунская ТЭЦ
		Сакские теплосети
		Севастопольская ТЭЦ
		Западно-Крымская МГТЭС
		Севастопольская МГТЭС
		Симферопольская МГТЭС
3.1.1	Юг	
		Ставропольская ГРЭС
		Невинномысская ГРЭС
		Краснодарская ТЭЦ
		Кирилловская МГТЭС
		Симферопольская ТЭЦ
		Камыш-Бурунская ТЭЦ
		Сакские теплосети
		Западно-Крымская МГТЭС
		Севастопольская МГТЭС
		Симферопольская МГТЭС
		Севастопольская ТЭЦ
		Махачкалинская ТЭЦ

3.1	Волгоград-Ростов	
		Ставропольская ГРЭС
		Невинномысская ГРЭС
		Краснодарская ТЭЦ
		Кирилловская МГТЭС
		Симферопольская ТЭЦ
		Камыш-Бурунская ТЭЦ
		Сакские теплосети
		Севастопольская ТЭЦ
		Западно-Крымская МГТЭС
		Севастопольская МГТЭС
		Симферопольская МГТЭС
		Ростовская ТЭЦ-2
		Волгодонская ТЭЦ-2
		Шахтинская ГТЭС
		Махачкалинская ТЭЦ
		Новочеркасская ГРЭС
3.2	Волгоград-Астрахань	
		Астраханская ТЭЦ-2
3.3	ЛЭС (г. Волжский)	
		Волжская ТЭЦ
		Волжская ТЭЦ-2
		Камышинская ТЭЦ
4	ОЭС Средней Волги	
		Все ТЭС, расположенные в ОЭС
4.1	Северный энергорайон	
		Чебоксарская ТЭЦ-2
		Новочебоксарская ТЭЦ-3
		Йошкар-Олинская ТЭЦ-2
		Казанская ТЭЦ-1
		Казанская ТЭЦ-2
		Казанская ТЭЦ-3
4.1.1	Казанский энергорайон	
		Казанская ТЭЦ-1
		Казанская ТЭЦ-2
		Казанская ТЭЦ-3
4.2	Нижнекамский энергорайон	
		Нижнекамская ТЭЦ-1
		Нижнекамская ТЭЦ-2
		Набережночелнинская ТЭЦ
4.3	Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС	
		Саранская ТЭЦ-2
4.4	Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС	
		Новогорьковская ТЭЦ

		Дзержинская ТЭЦ
		Сормовская ТЭЦ
		Автозаводская ТЭЦ
4.5	Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС	
		Чебоксарская ТЭЦ-2
		Новочебоксарская ТЭЦ-3
4.6	Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области	
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2
		Самарская ТЭЦ
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1
		Безымянская ТЭЦ
4.6.1	Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЭС Самарской области	
		Новокуйбышевская ТЭЦ-2
		Новокуйбышевская ТЭЦ-1
4.7	Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти	
		Тольяттинская ТЭЦ
		ТЭЦ ВАЗа
5	ОЭС Урала	Все ТЭС, расположенные в ОЭС
5.1	группа КС «КС-1» (Оренбургская э/с)	
		Сакмарская ТЭЦ
		Каргалинская ТЭЦ
5.2	группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с)	
		Кировская ТЭЦ-3
		Кировская ТЭЦ-4
		Кировская ТЭЦ-5
5.3	КС «КС 3» (Пермская э/с)	
		Яйвинская ГРЭС
		Березниковская ТЭЦ-2
5.4	КС «Сечение 35» (Тюменская э/с)	
		Тюменская ТЭЦ-1
		Тюменская ТЭЦ-2
		Тобольская ТЭЦ
		Сургутская ГРЭС-1
		Сургутская ГРЭС-2
		Уренгойская ГРЭС
		Нижневартовская ГРЭС
		ПЭС «Уренгой»
		ПЭС «Казым»
		Ноябрьская ПГЭ
		ГТЭС «Обдорск»
		ТЭС «Салехард»
6	ОЭС Сибири	Все ТЭС, расположенные в ОЭС

6.1	ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1)
	Березовская ГРЭС
	Красноярская ГРЭС-2
	Красноярская ТЭЦ-1
	Красноярская ТЭЦ- 2
	Красноярская ТЭЦ- 3
	Минусинская ТЭЦ
	Назаровская ГРЭС
	Канская ТЭЦ
	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
	Гусиноозерская ГРЭС
	Харанорская ГРЭС
	Читинская ТЭЦ-1
	Читинская ТЭЦ-2
	Приаргунская ТЭЦ
	ТЭЦ ОАО "ППГХО"
	Томская ГРЭС-2
	Томская ТЭЦ-3
	Томская ТЭЦ-1
	ТЭЦ СХК
	Новосибирская ТЭЦ-2
	Новосибирская ТЭЦ-3
	Новосибирская ТЭЦ-4
	Новосибирская ТЭЦ-5
	Барабинская ТЭЦ
	Барнаульская ТЭЦ-2
	Барнаульская ТЭЦ-3

		Бийская ТЭЦ-1
		Барнаульская ГТ-ТЭЦ
		ТЭЦ Алтай-кокс
6.1.1	Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск)	
		Иркутская ТЭЦ-1
		Иркутская ТЭЦ-9
		Иркутская ТЭЦ-10
		Иркутская ТЭЦ-11
		Ново-Иркутская ТЭЦ
		Ново-Зиминская ТЭЦ
		Улан-Удэнская ТЭЦ-1
		Гусиноозерская ГРЭС
		Харанорская ГРЭС
		Читинская ТЭЦ-1
		Читинская ТЭЦ-2
		Приаргунская ТЭЦ
		ТЭЦ ОАО «ППГХО»
6.1.2	Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС)	
		Красноярская ТЭЦ-1
		Красноярская ТЭЦ-2
6.1.3	Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС)	
		Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3)
6.1.4	Энергорайон "Южный" Томской ЭС	
		Томская ГРЭС-2
		Томская ТЭЦ-3
		Томская ТЭЦ-1
		ТЭЦ СХК
6.1.5	Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС)	
		Новосибирская ТЭЦ-2
		Новосибирская ТЭЦ-3
		Новосибирская ТЭЦ-4
		Новосибирская ТЭЦ-5
		Барабинская ТЭЦ
6.1.6	ББУ-1 (Алтайская ЭС)	
		Барнаульская ТЭЦ-2
		Барнаульская ТЭЦ-3
		Бийская ТЭЦ-1
		Барнаульская ГТ-ТЭЦ
		ТЭЦ Алтай-кокс
6.1.6.1	ББУ-3 (Алтайская ЭС)	
		Бийская ТЭЦ-1
6.2	Омская ЭС	
		Омская ТЭЦ-3
		Омская ТЭЦ-4

		Омская ТЭЦ-5
--	--	--------------

\* Указан перечень ТЭС участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2019 года, без учета ТЭС, мощность которых полностью поставляется по ДПМ или результатам КОМ НГО.

**Приложение 9**  
к Регламенту проведения отборов проектов  
по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**Коэффициент использования установленной мощности в отношении генерирующего объекта в целях проведения КОММОд в 2019 году**

Участник	Наименование генерирующего объекта	Код генерирующего объекта	КИУМ
----------	------------------------------------	---------------------------	------



**Приложение 10**  
к Регламенту проведения отборов  
проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

Проект модернизации	Работы
<b>1) модернизация котельного оборудования</b>	
1.1) комплексная замена котлоагрегата	Комплексная замена котлоагрегата
1.2) замена в полном объеме следующих элементов: 1.2.1) барабан котлоагрегата; 1.2.2) пароперегреватель котлоагрегата; 1.2.3) топочный экран котлоагрегата; 1.2.4) перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата.	Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата: 1) барабан (не выполняется для прямоточных котлоагрегатов); 2) все пароперегреватели; 3) все топочные поверхности нагрева; 4) все трубопроводы, работающие под давлением в пределах котлоагрегата, начиная от точки входа питательной воды (входной задвижки), включая арматуру, до точки выхода пара (главной паровой задвижки), включая арматуру (главную паровую задвижку).
<b>2) модернизация турбинного оборудования</b>	
2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины)	Комплексная замена паровой турбины (паровых турбин)
2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной	
2.2.1) без котла-утилизатора	Строительство газовой турбины (турбин), включая генератор (генераторы)
2.2.2) с котлом-утилизатором	1. Строительство газовой турбины (турбин), включая генератор (генераторы); 2. Строительство котла-утилизатора.
2.3) замена цилиндра высокого давления (далее – ЦВД)	Комплексная замена ЦВД, включающая комплексную замену следующих элементов: корпус, ротор, лопаточный аппарат, диафрагма, стопорный и регулирующий клапаны.
2.4) замена ЦВД с заменой / модернизацией одного из следующих элементов	
2.4.1) цилиндр среднего давления (далее – ЦСД) или часть среднего давления (далее – ЧСД) для турбины с промежуточным перегревом пара	Комплексная замена ЦВД и ЦСД/ЧСД (для частей с температурой пара выше 450 градусов Цельсия), включающая комплексную замену следующих элементов: корпус, ротор, лопаточный аппарат, диафрагмы, стопорный и регулирующий клапаны.

2.4.2) ЦСД или ЧСД для турбины без промежуточного перегрева пара	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Комплексная замена ЦВД, включающая комплексную замену следующих элементов: корпус, ротор, лопаточный аппарат, диафрагмы, стопорный и регулирующий клапаны.</li> <li>2. Модернизация ЦСД/ЧСД, включающая следующее: реновация ротора, замена лопаточного аппарата, замена диафрагм.</li> </ol>
2.4.3) цилиндр низкого давления турбины (ЦНД)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Комплексная замена ЦВД, включающая комплексную замену следующих элементов: корпус, ротор, лопаточный аппарат, диафрагма, стопорный и регулирующий клапаны.</li> <li>2. Модернизация ЦНД, включающая следующее: реновация ротора, замена лопаточного аппарата, замена диафрагм.</li> <li>3. Замена конденсатора.</li> </ol>
<b>3) сопутствующие мероприятия</b>	
3.1) комплексная замена генератора	<p>Полная замена генератора, включающая замену следующих элементов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) система возбуждения;</li> <li>2) токопроводы до блочного трансформатора или генераторного распределительного устройства;</li> <li>3) системы релейной защиты и автоматики.</li> </ol>
3.2) замена ротора генератора	Замена ротора генератора
3.3) строительство градирни и циркуляционной насосной станции	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строительство градирни.</li> <li>2. Строительство циркуляционной насосной станции.</li> </ol>
3.4) замена регенеративных подогревателей	Замена подогревателей, насосного оборудования подогревателей
3.5) трубопроводы острого пара, промперегрева, питательной воды технологического соединения «котел-турбина»	Замена трубопроводов оборудования, указанного в проекте для данного мероприятия, в объеме суммарно не менее 100 тонн, в том числе, включая трубопроводы пара, общестанционные трубопроводы пара, трубопроводы промежуточного перегрева пара, трубопроводы питательной воды технологического соединения «котел-турбина»
3.6) замена/установка золоулавливающего оборудования	
3.6.1) замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры	Установка электрофильтров

3.6.2) замена существующего золоулавливающего оборудования на рукавные фильтры	Установка рукавных фильтров
3.6.3) замена существующего золоулавливающего оборудования на иные виды золоулавливающего оборудования	Установка иного золоулавливающего оборудования фильтров
3.7) замена/строительство дымовой трубы на угольной электростанции	Строительство трубы
3.8) замена/строительство систем приема подготовки и распределения топлива на угольной электростанции	
3.8.1) Модернизация склада угля	Строительство защитных экранов, подпорных стенок, установок оросительных/ туманообразующих, укладчика-заборщика роторного
3.8.2) Строительство помещения разгрузочного устройства	Строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием
3.9) строительство нового/реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж котла, котла-утилизатора, газовой турбины, генератора, паровой турбины	
3.9.1) реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж новой газовой турбины	Строительство нового/реконструкция/расширение существующего главного корпуса
3.9.2) строительство нового корпуса для котельного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых котлоагрегатов	Строительство котельного отделения нового главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых котлоагрегатов
3.9.3) строительство нового корпуса для турбинного оборудования с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых турбин	Строительство турбинного отделения нового главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж паровых турбин
3.9.4) приведение в соответствие с действующими нормативно-техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми угольными котлами и паровыми турбинами	Приведение существующего здания главного корпуса в соответствие с действующими нормативно-техническими документами*
3.9.5) приведение в соответствие с действующими нормативно-техническими документами существующего здания главного корпуса с паровыми газовыми котлами и паровыми турбинами	Приведение существующего здания главного корпуса в соответствие с действующими нормативно-техническими документами*

3.10) строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости	Строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости не менее объема, рассчитанного в соответствии со следующей формулой $V \geq 1,4569 * x + 34,398$ , где V – свободная емкость золоотвала, тыс. м <sup>3</sup> , x – паропроизводительность, т/ч.
3.11) замена барабана котлоагрегата	Замена барабана (не выполняется для прямоточных котлоагрегатов)
3.12) замена пароперегревателей котлоагрегата	Замена всех пароперегревателей
3.13) замена топочных экранов котлоагрегата	Замена всех топочных поверхностей нагрева
3.14) замена перепускных трубопроводов с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата	Замена всех трубопроводов, работающих под давлением в пределах котлоагрегата, начиная от точки входа питательной воды (входной задвижки), включая арматуру, до точки выхода пара (главной паровой задвижки), включая арматуру (главную паровую задвижку)

\* При подтверждении выполнения данного мероприятия должно быть предоставлено заключение о несоответствии главного корпуса нормативно-техническим документам, полученное не позднее чем за 6 месяцев до начала реализации мероприятия и содержащее в перечне мероприятий к устранению следующие работы (все из перечисленных):

- 1) восстановление эксплуатационного состояния фундаментов, ростверков и фундаментных балок;
- 2) усиление или частичная замена металлоконструкций каркаса здания, колонн, ферм перекрытия, включая нанесение огнезащитного покрытия;
- 3) замену кровельного покрытия с учетом требований НТД;
- 4) частичную замену наружного стенового ограждения.

Подтверждение выполнения мероприятий по модернизации, заявленных в составе проекта модернизации генерирующего объекта при проведении отбора, будет проводиться на основании документов, подтверждающих выполнение работ, указанных в настоящей таблице, перечень которых устанавливается *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с возможностью проведения уполномоченной организацией выездных проверок с целью подтверждения представленных требований.

**Приложение 11**  
к Регламенту проведения отборов  
проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**Реестр объектов КОММОД**

№ п/п	Наименование участника оптового рынка	Код участника оптового рынка	Наименование объекта	Код ГТП генерации	Местонахождение объекта/Ценовая зона	Местонахождение объекта/Субъект РФ	Установленная мощность после модернизации (утвержденная решением Правительства РФ), МВт	Дата начала мероприятий по модернизации	Длительность периода модернизации, мес	Дата начала поставки мощности	Дата окончания поставки мощности	Признак отнесения оборудования к образцам инновационного энергетического оборудования	Вид используемого топлива
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

**Приложение 11.1**  
к Регламенту проведения отборов  
проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**Реестр заключенных договоров КОММод**

№ п/п	Номер Договора модернизации	Дата заключения Договора модернизации	Наименование продавца	Код продавца	Номер ДКП продавца	Наименование покупателя	Код покупателя	Номер ДКП покупателя	Наименование объекта	Код ГТП генерации	Установленная мощность после модернизации (утвержденное Правительством РФ), МВт	Объем мощности с учетом заявленного Продавцом уменьшения объема, МВт	Дата, с которой объем мощности изменяется	Длительность периода модернизации, мес.	Дата начала поставки и по Договору модернизации	Дата прекращения поставки и по Договору модернизации	Признак отнесения оборудования к образцам инновационного энергетического оборудования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

**Приложение 11.2**  
к Регламенту проведения отборов  
проектов по модернизации генерирующих  
объектов тепловых электростанций

**Реестр расторгнутых договоров КОММОД**

№ п/п	Номер Договора модернизации	Дата заключения Договора модернизации	Дата расторжения Договора модернизации	Наименование продавца	Код продавца	Наименование покупателя	Код покупателя
1	2	3	4	5	6	7	8