

Изменения, вносимые в Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, связанные с уточнением порядка учета увеличений минимальной мощности генерирующего оборудования.

№ пп	Действующая редакция	Предлагаемая редакция
6.2.4.	<p>Технологический минимум включенного генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ, ГТПГ и электростанции в целом определяется следующим образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> • для энергоблоков с турбинами типа К (кроме блоков, работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), как технический минимум; • для энергоблоков с турбинами типа К (работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), Т, ПТ и ПГУ, как максимальная величина из технического минимума и минимальной нагрузки турбины при работе с заданной нагрузкой отборов по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в конденсатор); • для энергоблоков ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, как нижний предел регулировочного диапазона с учетом режима отпуска тепла и конструктивных и технологических особенностей, определяющих предельно допустимую минимальную нагрузку по активной мощности; • для гидротурбин и остальных энергоблоков ГТУ определяется равным нулю; • для неблочных единиц генерирующего оборудования, для ГТПГ и электростанции в целом, – как результат расчета суммарной 	<p>Технологический минимум включенного генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ, ГТПГ и электростанции в целом определяется следующим образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> • для энергоблоков с турбинами типа К (кроме блоков, работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), как технический минимум; • для энергоблоков с турбинами типа К (работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), Т, ПТ и ПГУ, как максимальная величина из технического минимума и минимальной нагрузки турбины при работе с заданной нагрузкой отборов по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в конденсатор); • для энергоблоков ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, как нижний предел регулировочного диапазона с учетом режима отпуска тепла и конструктивных и технологических особенностей, определяющих предельно допустимую минимальную нагрузку по активной мощности. Для остальных энергоблоков ГТУ определяется равным нулю; • для гидротурбин определяется равным нулю. При наличии ограничений по режимам водопользования, как согласованный нижний предел регулировочного диапазона;

минимальной нагрузки включенного генерирующего оборудования, определяемой с учетом минимальной паропроизводительности включенных котельных агрегатов, режима отпуска тепла, конструктивных и технологических особенностей, определяющих минимально допустимую нагрузку включенного оборудования по активной мощности;

- для ГТПГ, в состав которых входит как блочное генерирующее оборудование, так и неблочное генерирующее оборудование, как сумма технического или технологического минимума блочной части и технологического минимума неблочной части.

До 01.01.2010 для ГТП, в состав которых входит генерирующее оборудование, отнесенное к неблочным ГЕМ, АЭС, в качестве технологического минимума, при отсутствии согласованных СО значений технологического минимума на текущий месяц, принимаются значения технологического минимума, заявленные участниками ОРЭ в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования не позднее 16-30 суток Y-4. СО имеет право запросить документы, обосновывающие заявленные участником ОРЭ значения технологического минимума. В случае если участником указанная информация не представлена или представлена не в полном объеме, либо является недостоверной, СО должен использовать в качестве технологического минимума величину, определенную на основании имеющихся у СО данных.

Начиная с 01.01.2010, расчеты ожидаемого технологического минимума с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в

- для неблочных единиц генерирующего оборудования, для ГТПГ и электростанции в целом, – как результат расчета суммарной минимальной нагрузки включенного генерирующего оборудования, определяемой с учетом минимальной паропроизводительности включенных котельных агрегатов, режима отпуска тепла, конструктивных и технологических особенностей, определяющих минимально допустимую нагрузку включенного оборудования по активной мощности;
- для ГТПГ, в состав которых входит как блочное генерирующее оборудование, так и неблочное генерирующее оборудование, как сумма технического или технологического минимума блочной части и технологического минимума неблочной части.

Плановая величина суммарного технологического минимума блочных ГЕМ электростанции согласовывается СО в установленном порядке до начала месяца, исходя из обеспечения прогнозного отпуска тепла минимально возможным составом оборудования, выбираемым по критерию обеспечения наименьшей величины технологического минимума. Суммарная величина технологического минимума по результатам распределения тепловых нагрузок всех блочных ГЕМ электростанции определяется как сумма согласованных технологических минимумов блочных ГЕМ, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных технических минимумов остальных блочных ГЕМ электростанции (не осуществляющих отпуск тепла).

До 01.01.2010 для ГТП, в состав которых входит генерирующее оборудование, отнесенное к неблочным

целом на предстоящий год выполняются всеми тепловыми электростанциями.

Согласование величин технологического минимума по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных участником ОРЭ обосновывающих документов. В случае необходимости СО имеет право запросить у участника ОРЭ следующие данные:

- сведения о фактических изменениях технического минимума и минимальной паропроизводительности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений технического минимума в отношении реконструируемых агрегатов;
- показатели, характеризующие ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на величину технологического минимума;
- обосновывающие расчеты технологического минимума по электростанции в целом, ГТПГ и единицам генерирующего оборудования.

Ожидаемые технологические минимумы согласовываются СО по каждому месяцу до 15 декабря года, предшествующего планируемому на основании документов, представленных в соответствии с настоящими *Техническими требованиями* до 01 августа года, предшествующего планируемому, и могут быть скорректированы и согласованы по каждому суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.

Корректировка технологических минимумов на предстоящий месяц должна быть представлена в СО до 01 числа месяца, предшествующего планируемому, по электростанции в целом, ГТПГ и каждой единице

ГЕМ, в качестве технологического минимума, при отсутствии согласованных СО значений технологического минимума на текущий месяц, принимаются значения технологического минимума, заявленные участниками ОРЭ в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования не позднее 16-30 суток Y-4. СО имеет право запросить документы, обосновывающие заявленные участником ОРЭ значения технологического минимума. В случае если участником указанная информация не представлена или представлена не в полном объеме, либо является недостоверной, СО должен использовать в качестве технологического минимума величину, определенную на основании имеющихся у СО данных.

Начиная с 01.01.2010, расчеты ожидаемого технологического минимума с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом на предстоящий год выполняются всеми тепловыми электростанциями.

Для генерирующего оборудования АЭС, ГЭС в условиях технологического пропуска воды, в качестве планового технологического минимума принимается значение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, заявленное участником ОРЭ в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны не позднее 10 часов местного времени суток X-1 (суток, предшествующих операционным) и согласованное СО.

Для ГТПГ, в состав которых входят неблочные ГЕМ, включающие только турбины типа Р, ПР, ТР и ПТР

генерирующего оборудования.

СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные технологические минимумы или представляет обоснованный отказ.

При наличии технологического минимума, согласованного в целом по станции для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, участник не позднее 01 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение технологического минимума по ГТПГ. Разнесение технологического минимума по ГТПГ для электростанций, имеющих ГТПГ, в состав которых входит как блочное генерирующее оборудование, так и неблочное генерирующее оборудование, осуществляется только в объеме технологического минимума, согласованного для неблочной части.

Корректировка технологического минимума внутри месяца по ГТПГ допускается по согласованию с СО, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (суток, предшествующих торговому), для второй неценовой зоны не позднее 10 часов местного времени суток X-1 (суток, предшествующих операционным) для ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, – при наличии технологического минимума, согласованного в целом по станции, при условии сохранения суммарной величины технологического минимума для электростанции в целом, а в случае наличия на электростанции ГТПГ, в состав которых входит как блочное генерирующее оборудование, так и неблочное генерирующее оборудование, при условии сохранения суммарной величины технологического минимума для неблочной части, при этом технологический минимум для блочного генерирующего оборудования остается

и ГТУ, режим работы которых полностью зависит от теплового потребителя), в качестве планового технологического минимума принимается значение заявленной величины максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТПГ, готового к несению нагрузки с учетом снижения (увеличения) мощности, связанного с работой в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Согласование величин технологического минимума по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных участником ОРЭ обосновывающих документов. В случае необходимости СО имеет право запросить у участника ОРЭ следующие данные:

- сведения о фактических изменениях технического минимума и минимальной паропроизводительности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений технического минимума в отношении реконструируемых агрегатов;
- показатели, характеризующие ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на величину технологического минимума;
- обосновывающие расчеты технологического минимума по электростанции в целом, ГТПГ и единицам генерирующего оборудования.

Ожидаемые технологические минимумы согласовываются СО по каждому месяцу до 15 декабря года, предшествующего планируемому на основании документов, представленных в соответствии с настоящими *Техническими требованиями* до 01 августа года, предшествующего планируемому, и могут быть

неизменным.

скорректированы и согласованы по каждому суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.

Корректировка технологических минимумов на предстоящий месяц должна быть представлена в СО до 01 числа месяца, предшествующего планируемому, по электростанции в целом, ГТПГ и каждой единице генерирующего оборудования.

СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные технологические минимумы или представляет обоснованный отказ.

При наличии технологического минимума, согласованного в целом по станции для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, участник не позднее 01 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение технологического минимума по ГТПГ.

Для неблочных ГЕМ корректировка технологического минимума внутри месяца по ГТПГ допускается по согласованию с СО, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны не позднее 10 часов местного времени суток X-1 (суток, предшествующих операционным) для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ, – при наличии технологического минимума, согласованного в целом по станции, при условии сохранения суммарной величины технологического минимума для электростанции в целом.

Для блочных ГЕМ корректировка технологического минимума внутри месяца допускается по согласованию с СО, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны не позднее 10 часов местного времени

суток X-1 (суток, предшествующих операционным) внутри ГТПГ (а для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТПГ – и между ГТПГ) при наличии суммарного технологического минимума, согласованного в целом по блочным ГЕМ станции, при условии сохранения суммарной величины технологического минимума блочных ГЕМ для электростанции в целом, определенного как сумма согласованных технологических минимумов блочных ГЕМ, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных технических минимумов остальных блочных ГЕМ электростанции (не осуществляющих отпуск тепла).

В случае наличия на ТЭС ГТПГ, в состав которых входит как блочное генерирующее оборудование, так и неблочное генерирующее оборудование, допускаются по согласованию с СО внутримесячные корректировки технологического минимума внутри ГТПГ только для блочной части при условии сохранения суммарной величины технологического минимума блочных ГЕМ для электростанции в целом, определенного как сумма согласованных технологических минимумов блочных ГЕМ, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных технических минимумов остальных блочных ГЕМ электростанции (не осуществляющих отпуск тепла), а для неблочных ГЕМ только между ГТПГ при условии сохранения согласованной суммарной величины технологического минимума для неблочной части.

Изменения, вносимые в Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, связанные с уточнением порядка согласования ограничений установленной мощности электростанций.

№ пп	Действующая редакция	Предлагаемая редакция
6.2.1.	<p>Для ТЭС и АЭС согласование величин ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом осуществляется в соответствии с <i>Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций</i> (Приложение 4).</p>	<p>Для ТЭС и АЭС согласование величин ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (Приложение 4) и Регламентом согласования ограничений установленной мощности электростанций (Приложение 4.1).</p>
Приложение 4.1.		<p>Добавить Приложение 4.1. Регламент согласования ограничений установленной мощности электростанций</p>

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРАВКА

Изменения, вносимые в Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, связанные с уточнением порядка учета увеличений минимальной мощности генерирующего оборудования.

№ пп	Действующая редакция	Предлагаемая редакция
5.4.2.	<p>В случае если изменение состава включенного оборудования произошло по инициативе (согласованию) СО, то $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируется в объеме технологического минимума согласованного для включаемого генерирующего оборудования.</p> <p>В случае, если временное увеличение технологического минимума является следствием технологических особенностей пуска генерирующего оборудования электростанции (необходимым условием), $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируется в период пуска генерирующего оборудования.</p>	<p>При изменении состава включенного оборудования увеличения мощности $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируются при соблюдении суммарной величины согласованных технологических минимумов блочных ГЕМ, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных технических минимумов остальных блочных ГЕМ.</p> <p>В случае, если временное увеличение технологического минимума является следствием технологических особенностей пуска генерирующего оборудования электростанции (необходимым условием), $\Delta_{2_min,h}^1$, $\Delta_{2_min,h}^2$ и $\Delta_{4_min,h}$ не регистрируется в период пуска генерирующего оборудования.</p> <p>На период испытаний генерирующего оборудования, включенных в плановый месячный график ремонтов, увеличение технологического минимума оборудования не регистрируется в объемах, согласованных СО до начала месяца.</p>

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРАВКА

Изменения, вносимые в Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, связанные с уточнением порядка проведения мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций.

№ пп	Действующая редакция	Предлагаемая редакция
Приложение 1	<p align="center">МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций, заявленного в резерв</p>	<p align="center">МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций</p>
1.	<p>Мониторинг и инспектирование фактического состояния оборудования тепловых электростанций (далее Мониторинг), заявленного в холодный резерв, осуществляется филиалами СО на территории соответствующих операционных зон.</p> <p>Мониторингу фактического эксплуатационного состояния подлежит генерирующее оборудование ТЭС, находящееся в резерве, при наличии разрешенной диспетчерской заявки на перевод генерирующего оборудования в резерв, в соответствии с Положением о диспетчерских заявках, а также вспомогательное и электротехническое оборудование, ремонт которого препятствует включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного вида оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния, а при отсутствии утвержденного норматива пуска в согласованный с СО срок, но не более 1 (одних) суток.</p>	<p>Мониторинг и инспектирование фактического состояния оборудования тепловых электростанций (далее Мониторинг), заявленного в холодный резерв или консервацию, осуществляется филиалами СО на территории соответствующих операционных зон.</p> <p>Мониторингу фактического эксплуатационного состояния подлежит генерирующее оборудование ТЭС, находящееся в резерве или консервации, при наличии разрешенной диспетчерской заявки, в соответствии с Положением о диспетчерских заявках, а также вспомогательное и электротехническое оборудование, ремонт которого препятствует включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного вида оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния, а при отсутствии утвержденного норматива пуска в согласованный с СО срок, но не более 1 (одних) суток.</p>
2.	<p>Основаниями для проведения инспектирования, в том числе могут являться следующие причины:</p>	<p>Основаниями для проведения инспектирования, в том числе могут являться следующие причины:</p>

	<ol style="list-style-type: none"> 1. вывод генерирующего оборудования в резерв в течение суток после его ввода в эксплуатацию, включения в работу из ремонта (консервации); 2. перевод генерирующего оборудования в эксплуатационное состояние резерв после окончания аварийного (неотложного) ремонта без включения в сеть; 3. одновременный вывод генерирующего оборудования в резерв и включение аналогичного генерирующего оборудования в составе одной электростанции (одной ГТПГ); 4. неоднократный вывод генерирующего оборудования в резерв по инициативе участника рынка в течение 1 календарного месяца; 5. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в резерве; 6. наличие в распоряжении у СО соответствующей информации о проведении ремонтных работ на оборудовании, находящемся в резерве, а также вспомогательном и электротехническом оборудовании, препятствующих включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. вывод генерирующего оборудования в резерв в течение суток после его ввода в эксплуатацию, включения в работу из ремонта (консервации); 2. перевод генерирующего оборудования в эксплуатационное состояние резерв после окончания аварийного (неотложного) ремонта без включения в сеть; 3. одновременный вывод генерирующего оборудования в резерв и включение аналогичного генерирующего оборудования в составе одной электростанции (одной ГТПГ); 4. неоднократный вывод генерирующего оборудования в резерв по инициативе участника рынка в течение 1 календарного месяца; 5. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в резерве; 6. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в консервации; 7. наличие в распоряжении у СО соответствующей информации о проведении ремонтных работ на оборудовании, находящемся в резерве, а также вспомогательном и электротехническом оборудовании, препятствующих включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния.
6.	<p>Результаты мониторинга оформляются актом. В случае не подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве на момент инспектирования</p>	<p>Результаты мониторинга оформляются актом. В случае не подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве или консервации, а так же</p>

	<p>причины нарушения (выявление фактов проведения ремонтных работ на этом генерирующем оборудовании, изменение состава или теплового состояния оборудования, препятствующего включению в сеть по диспетчерской команде и т.п.) указываются в заключительной части акта, с приложением копий документов подтверждающих факт выявленного нарушения.</p>	<p>выявления фактов фактического отсутствия генерирующего оборудования, на момент инспектирования причины нарушения (выявление фактов проведения ремонтных работ на этом генерирующем оборудовании, изменение состава или теплового состояния оборудования, препятствующего включению в сеть по диспетчерской команде и т.п.) указываются в заключительной части акта, с приложением копий документов подтверждающих факт выявленного нарушения. Форма акта приведена в приложении к настоящим <i>Методическим указаниям</i>.</p>
<p>Приложение</p>		<p>Добавить Приложение АКТ проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования филиала</p>

ПРАВКИ в Методические указания по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций связанные с уточнением порядка согласования ограничений установленной мощности.

№ пп	Действующая редакция	Предлагаемая редакция
1.3	1.3 Настоящие.....при определении готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки.	1.3 Настоящие.....при определении готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки, а также объемов генерирующей мощности, которые могут быть поставлены (предоставлены) на оптовый рынок (аттестованных объемов мощности)
1.4.	1.4.....привлечением ОАО «СО ЕЭС» независимых экспертных организаций.	1.4..привлечением по инициативе ОАО «СО ЕЭС» независимых экспертных организаций.
2.1.	2.1. Установленная электрическая мощность – суммарное значение наибольшей активной электрической мощности (МВт), с которой электроустановки могут длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование. [3]	2.1. Установленная электрическая мощность – значение номинальной активной электрической мощности (МВт) в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.
2.9.	2.9. Располагаемая мощность электростанции – установленная мощность электростанции за вычетом ограничений мощности. [3]	2.9. Располагаемая мощность электростанции – максимальная технически возможная мощность электростанции с учетом ограничений и допустимого превышения над установленной мощностью отдельных агрегатов.
3.2.	3.2. ...что в обязательном порядке отражается в прилагаемом перечне мероприятий по устранению ограничений мощности, выполнение которых должно быть осуществлено в установленные настоящими Методическими указаниями сроки.	3.2. ...что в обязательном порядке отражается в прилагаемом перечне мероприятий по устранению ограничений мощности, выполнение которых должно быть осуществлено в соответствии с требованиями, установленными настоящими Методическими указаниями.
4.2.	4.2. Пакет документов, подаваемых для рассмотрения, в обязательном порядке должен содержать: – Пояснительную записку, включающую расчеты, сформированную в соответствии с предъявляемыми в настоящих Методических указаниях требованиями. Пояснительная записка в обязательном порядке должна содержать следующие главы: – вводная глава, содержащая общую информацию	4.2. Пакет документов, подаваемых для рассмотрения, в обязательном порядке должен содержать: – Пояснительную записку, включающую расчеты, сформированную в соответствии с предъявляемыми в настоящих Методических указаниях требованиями. Пояснительная записка в обязательном порядке должна содержать следующие главы: – вводную главу, содержащую общую

по электростанции;

- глава, содержащая описание и технические параметры имеющегося на электростанции основного и вспомогательного оборудования;
- расчеты по каждой причине для каждого расчетного подпериода, содержащие подробную информацию о каждом этапе, то есть для каждого этапа расчета должен соблюдаться принцип «формула – значения – ответ», в том числе должны быть приведены примеры работы с характеристиками;
- глава, посвященная анализу необходимых мероприятий по устранению ограничений мощности и отчетам об их выполнении.

– Сводную таблицу расчета максимальной мощности ГТПГ, готовой к несению нагрузки, для расчетного периода (при согласовании на год – по каждому месяцу). Форма сводной таблицы приведена в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям (обязательна для всех электростанций вне зависимости от наличия ограничений);

– Сводную таблицу ограничений установленной мощности. Форма сводной таблицы при согласовании ограничений на этапе годового и месячного планирования приведена в приложениях 8 и 9 к настоящим Методическим указаниям соответственно.

– Заключение экспертных организаций, результаты натурных испытаний основного и вспомогательного оборудования (сроком давности не более 5 лет относительно момента подачи документов) и другие необходимые материалы и документы, в том числе, в обязательном порядке приводятся тепловая схема электростанции, схема технического водоснабжения (при наличии водохранилища-охладителя дополнительно прилагается его схема и параметры), схема расположения контрольных пунктов с указанием на ней необходимых для расчетов геологических параметров русла реки и расстояний (при наличии экологических ограничений);

– Паспортные данные по основному и вспомогательному

информацию по электростанции (место расположения, год ввода в эксплуатацию, цели строительства);

- главу, содержащую описание и технические параметры имеющегося на электростанции основного и вспомогательного энергетического оборудования (краткое описание основного и вспомогательного энергетического оборудования главного корпуса, описание схемы технического водоснабжения, топливного хозяйства, схем выдачи электрической и тепловой энергии с приведением технических характеристик оборудования, используемых в обосновывающих расчетах, и необходимых пояснений по соответствующим принципиальным схемам);

- главу, содержащую описание причин прогнозируемых ограничений и обоснование принятой кодировки;

- главу, содержащую для каждого расчетного подпериода:

- исходные данные для расчета с приведением описания оборудования, его технических характеристик, а также материального баланса по форме приложения 4 к настоящим Методическим указаниям;

- расчеты по каждой причине, содержащие подробную информацию о каждом этапе, то есть для каждого этапа расчета должен соблюдаться принцип «формула – значения – ответ», в том числе должны быть приведены графические примеры работы со характеристиками, используемыми в расчетах;

- главу, посвященную анализу необходимых мероприятий по устранению ограничений мощности и отчетам об их выполнении.

оборудованию;

– Копии используемых в расчетах характеристик основного и вспомогательного оборудования, справочные данные метеослужб и пр.;

– Предварительные графики ремонтов основного и вспомогательного оборудования в графическом виде;

– Прогноз тепловых нагрузок и их обеспеченности отборами (противодавлением) турбин, редукционно-охлаждающими устройствами (далее РОУ) и пиковыми водогрейными котлами (далее ПВК) в табличном виде в соответствии с формой, приведенной в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям.

– Прогноз распределения тепловых нагрузок, указанных в таблице, заполненной по форме согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям, между отборами (противодавлением) турбин, РОУ и ПВК в табличном виде по каждому месяцу расчетного периода (при проведении месячных корректировок – на соответствующий месяц) по форме, приведенной в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям.

– Отчет о выполнении за истекший период мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности, а также план мероприятий на предстоящий период, сформированный в соответствии с требованиями главы 8 настоящих Методических указаний.

– контактную информацию ответственных исполнителей на электростанции, в филиалах или в исполнительном аппарате компании-собственника.

– Сводную таблицу с посуточной разбивкой и структурой ограничений установленной мощности для расчетного периода (при согласовании на год – по каждому месяцу). Форма сводной таблицы приведена в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям (обязательна для всех электростанций вне зависимости от наличия ограничений);

– Сводную таблицу ограничений установленной мощности. Форма сводной таблицы при согласовании ограничений на этапе годового и месячного планирования приведена в приложениях 8 и 9 к настоящим Методическим указаниям соответственно.

– Принципиальные схемы:

– тепловая схема электростанции;

– балансовая схема системы технического водоснабжения;

– схема выдачи тепловой мощности;

– при наличии соответствующих ограничений – схема системы гидрозолоудаления, схема и параметры водохранилища-охладителя, схема расположения контрольных пунктов замеров параметров воды с указанием на ней необходимых для расчетов геологических параметров русла реки и расстояний;

– иные схемы, необходимые для проведения обосновывающих расчетов.

При необходимости по дополнительному запросу ОАО «СО ЕЭС» в пакет документов включаются развернутые схемы.

– Заключение экспертных организаций, результаты испытаний основного и вспомогательного энергетического оборудования (сроком давности не более 5 лет относительно момента подачи документов), сформированные в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации, регламентирующей проведение подобных

испытаний (с приведением документов, подтверждающих право экспертной организации на проведение испытаний, а также копии соответствующего нормативного документа).

Результаты испытаний, проведенных без привлечения экспертных организаций, к рассмотрению не принимаются.

– Сводную таблицу паспортных данных по форме приложения 2.1 к настоящим Методическим указаниям и копии соответствующих страниц паспортов (инструкций по эксплуатации, технических условий на поставку) основного и вспомогательного энергетического оборудования (в том числе, трубопроводов свежего и отборного пара), содержащих их основные паспортные параметры)

При необходимости по дополнительному запросу ОАО «СО ЕЭС» в пакет документов включаются паспорта основного и вспомогательного энергетического оборудования (инструкции по эксплуатации, технические условия на поставку) в полном объеме.

– Копии соответствующих страниц нормативно-технической документации электростанции, содержащие диаграммы режимов работы турбин, необходимые поправочные кривые, номограммы изменения давления в нерегулируемых и регулируемых отборах, характеристики конденсаторов, градирен, характеристики параллельной работы насосов и прочие необходимые для проверки расчетов характеристики.

– Справочные данные метеослужб.

– Предварительные графики ремонтов основного и вспомогательного оборудования в графическом виде.

– Статистические данные за предыдущие 36 месяцев и прогноз тепловых нагрузок на планируемый период по форме приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

– Акты о месячном отпуске тепловой энергии от источника теплоты в отсканированном виде за каждый из указанных 36 месяцев.

– Прогноз распределения тепловых нагрузок, указанных в таблице, заполненной по форме приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, между отборами (противодавлением) турбин, встроенными пучками конденсаторов, редуцированными

		<p>охлаждающими установками (далее – РОУ), пиковыми водогрейными котлами (далее – ПВК) и пиковыми паровыми котлами в табличном виде по каждому подпериоду каждого месяца расчетного периода по форме приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.</p> <p>– Копии нормативно-технических документов (официально изданных методик, руководящих указаний), содержащих принципы и алгоритмы, использованные для расчетов ограничений мощности по причинам, методы расчета которых не описаны в настоящих Методических указаниях.</p> <p>– Отчет о выполнении за истекший период мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности, а также план мероприятий на предстоящий период, сформированный в соответствии с требованиями главы 8 настоящих Методических указаний.</p>
5.5.	<p>5.5. Расчет ограничений ведется на полный состав основного и вспомогательного оборудования за исключением вспомогательного оборудования, находящегося в рассматриваемом расчетном подпериоде в длительной реконструкции (например, при длительной реконструкции градирни в расчете обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения определение максимального расхода воды в циркуляционной системе проводится без учета данной градирни, при этом, в графике ремонтов данная реконструкция проходит с нулевым снижением). Под длительной понимается реконструкция продолжительностью более одного календарного года.</p>	<p>5.5. Расчет ограничений на этапе годового и месячного планирования ведется на полный состав основного и вспомогательного энергетического оборудования за исключением оборудования, находящегося в рассматриваемом расчетном периоде в длительном простое, а также за исключением случаев, оговоренных в п. 6.2 настоящих Методических указаний. При этом:</p> <p>5.5.1. Под длительным простоем понимаются: реконструкция, модернизация, послеаварийное восстановление, длительный ремонт, консервация основного и вспомогательного энергетического оборудования заявленной субъектом ОРЭ продолжительностью более 12 месяцев.</p> <p>5.5.2. Длительный простой оборудования в предстоящем расчетном периоде должен быть согласован ОАО «СО ЕЭС» и включен с соответствующими сроками начала и окончания работ в плановый годовой (месячный) график ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования с нулевым снижением мощности за исключением длительного простоя турбоагрегатов с конденсаторами, включаемого в плановый годовой</p>

		<p>(месячный) график ремонтов со снижением, соответствующим номинальной мощности. При этом для турбоагрегатов с противодавлением величина ограничений принимается равной номинальной мощности.</p> <p>5.5.3. Начало или окончание длительного простоя в течение расчетного периода является основанием для обязательного разделения соответствующего расчетного периода на расчетные подпериоды.</p>
5.6.7.	<p>5.6.7. Высоту флюгера и соответствующие среднемесячные значения скорости ветра на его высоте принимаются по данным действующих на территории России справочников по климату .</p>	<p>5.6.7. Высоту флюгера и соответствующие среднемесячные значения скорости ветра на его высоте принимаются по данным действующих на территории России справочников по климату или по официальным справочным данным от метеослужб.</p>
5.7.	<p>5.7. В качестве исходных данных по объемам отпуска тепла в паре и горячей воде берутся прогнозные значения объемов согласно заключенным договорам (при представлении копии заявок потребителей или иных подтверждающих документов).</p> <p>В качестве прогнозных допускается использование фактических значений (при представлении подтверждающих данных) по объемам отпуска тепла в паре и горячей воде, усредненных по каждому месяцу за соответствующие последние 36 календарных месяцев (например, если расчет проводится в августе, то берутся данные, начиная с июля текущего года).</p> <p>При этом для электростанций, на которых в течение данного периода проводился полный останов оборудования, в случае отсутствия остановов в соответствующие месяцы планируемого периода вместо фактических значений должны использоваться прогнозные значения согласно заключенным договорам, либо фактические значения для соответствующего месяца предшествующего года</p>	<p>5.7. Прогнозные объемы отпуска тепла в паре и горячей воде определяются следующим образом:</p> <p>5.7.1. В качестве исходных данных используются фактические объемы отпуска тепла, включающие, в том числе, объемы тепла, отпущенные на собственные нужды электростанции, усредненные по каждому месяцу за соответствующие последние 36 календарных месяцев, начиная с месяца n-2 (далее статистический ряд), где n – месяц подачи документов .</p> <p>5.7.2. Подтверждающими документами являются сводные таблицы фактических и прогнозных объемов отпуска тепла по форме приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, сформированных на основании Актов о месячном отпуске тепловой энергии от источника теплоты с учетом отпуска тепла и пара на производственные нужды электростанции и соответствующих имеющимся в ОАО «СО ЕЭС» статистическим данным.. Сводные таблицы должны быть подписаны техническим руководителем электростанции.</p> <p>5.7.3. При формировании прогнозных объемов отпуска тепла фактические данные приводятся к условиям, при</p>

которых не должны учитываться имевшие место факторы, приведшие к кратковременному существенному изменению (увеличению, сокращению или прекращению отпуска тепла, например, в связи с испытаниями теплосети, профилактическими работами на оборудовании потребителя пара и пр.).

5.7.4. Приведение фактических данных к упомянутым в п. 5.7.3 настоящих Методических указаний условиям осуществляется путем замены фактических объемов отпуска тепла соответствующего месяца статистического ряда, в котором имел место подобный фактор, на среднеарифметическую величину объемов отпуска тепла в оставшиеся аналогичные месяцы статистического ряда, в течение которых действие таких факторов отсутствовало.

5.7.5. В случае, если для рассматриваемого расчетного периода какой-либо из упомянутых в п. 5.7.3 настоящих Методических указаний факторов имел место во всех трех аналогичных месяцах статистического ряда, однако действие такого фактора не прогнозируется в течение рассматриваемого расчетного периода, для такого расчетного периода в качестве прогнозируемого объема отпуска тепла принимаются максимальный из прогнозных объемов аналогичных расчетных периодов, сформированных в соответствии с требованиями п.п. 5.7.3, 5.7.4 настоящих Методических указаний. Аналогичными расчетными периодами в таких случаях являются:

- декабрь, январь, февраль;
- ноябрь, март;
- октябрь, апрель;
- сентябрь, май;
- июнь, июль, август.

5.7.6. В случае, если по состоянию на момент подачи документов, прогнозируется наличие упомянутых в п. 5.7.3 настоящих Методических указаний факторов в

каком-либо расчетном периоде:

- данный расчетный период должен быть разбит на расчетные подпериоды в соответствии с временем начала и окончания действия данных факторов;

- прогнозные объемы отпуска тепла, определенные в соответствии с требованиями п.п. 5.7.3, 5.7.4 настоящих Методических указаний, разбиваются пропорционально продолжительности расчетных подпериодов;

- объем отпуска тепла за расчетный подпериод, в течение которого прогнозируется действие данных факторов, уменьшается на соответствующую величину.

5.7.7. При необходимости учета существенного изменения потребления пара отдельными потребителями при формировании прогнозных объемов отпуска тепла данный учет осуществляется при выполнении следующих условий:

- изменение максимального объема отпуска пара отдельному потребителю составляет более 50 Гкал/час;

- изменение объемов отпуска пара носит непрерывный характер, имеет место на момент подачи документов или прогнозируется, начиная с определенного расчетного периода (подпериода);

- представлены заверенные копии документов, подтверждающих факт заключения, расторжения или изменения договоров на отпуск пара данному потребителю, включая уведомительные письма потребителя;

- отдельно приведены ежемесячные статистические данные по объемам отпуска пара данному потребителю, подтверждающие факт изменения объема, в случае, если изменение произошло в течение фактического периода (36

		<p>календарных месяцев).</p> <p>5.7.8. При выполнении перечисленных в п. 5.7.7 настоящих Методических указаний условий формирования прогнозных объемов отпуска тепла осуществляется в следующем порядке:</p> <p>5.7.8.1. Прогнозные объемы отпуска тепла, формируемые путем усреднения фактических данных за соответствующие последние 36 календарных месяцев в соответствии с требованиями п.п. 5.7.3-5.7.5 настоящих Методических указаний, определяются без учета объемов отпуска пара потребителю, у которого зафиксировано существенное их изменение в течение фактического периода;</p> <p>5.7.8.2. Объемы отпуска пара такому потребителю для каждого расчетного периода (подпериода) определяются отдельно как среднеарифметическое значение месячных объемов за аналогичные месяцы фактического периода с момента появления изменения до месяца $n-2$, где n – месяц подачи документов, а для потребителя, в отношении которого только прогнозируется изменение объемов, определяется соответствующая величина изменения для каждого расчетного периода (подпериода);</p> <p>5.7.8.3. Суммарные прогнозные объемы отпуска тепла электростанцией в расчетном периоде (подпериоде) определяются путем суммирования по соответствующим месяцам объемов отпуска тепла, полученных в п.п. 5.7.8.1 и 5.7.8.2 настоящих Методических указаний.</p>
5.8.1.	<p>5.8.1. Обосновывающие расчеты должны быть дополнены тепловой схемой. В расчетах должны быть представлены материальный и тепловой балансы по электростанции в целом и по каждой единице оборудования (основной, встроенный пучки конденсатора, горизонтальные сетевые подогреватели (далее ПСГ), пиковые бойлера, ПВК и пр.)</p>	<p>5.8.2. Обосновывающие расчеты должны быть дополнены тепловой схемой. В расчетах должны быть представлены материальный и тепловой балансы по электростанции в целом и по каждой единице основного и вспомогательного оборудования (основной, встроенный пучки конденсатора, сетевые подогреватели, пиковые бойлера, ПВК и пр.)</p>

5.8.2.	<p>5.8.2. Общее уравнение баланса по пару для каждой турбины выглядит следующим образом:</p> $D_0 = D_{II} + D_T + D_{рег} + D_{\kappa},$ <p>(5.1)</p> <p>где D_0 – расход свежего пара в голову турбины;</p> <p>D_{II} – отпуск пара производственных параметров;</p> <p>D_T – отпуск пара из теплофикационных отборов;</p> <p>$D_{рег}$ – расход пара на регенерацию;</p> <p>D_{κ} – суммарный расход пара в конденсатор турбин.</p>	<p>5.8.3. Общее уравнение баланса по пару для каждой турбины выглядит следующим образом:</p> $D_0 = D_{II} + D_T + D_{рег} + D_{\kappa},$ <p>(5.1)</p> <p>где D_0 – расход свежего пара в голову турбины;</p> <p>D_{II} – отпуск пара производственных параметров;</p> <p>D_T – отпуск пара из теплофикационных отборов;</p> <p>$D_{рег}$ – расход пара на регенерацию;</p> <p>D_{κ} – суммарный расход пара в конденсатор турбин.</p> <p>При этом в случае наличия встроенных пучков конденсатора распределение расчетного суммарного расхода пара между основным и встроенным пучками конденсатора осуществляется пропорционально площадям их поверхностей.</p>
5.8.3	<p>5.8.3. Расход пара в голову (конденсатор) турбины, находящейся согласно предварительному графику в плановом ремонте во всех сутках соответствующего расчетного периода, принимается исходя из прогноза работы данной турбины в конденсационном режиме с учетом расхода пара на регенерацию.</p>	<p>5.8.4. Для турбин, находящихся согласно предварительному графику в плановом ремонте во всех сутках соответствующего расчетного периода, при наличии конденсатора расход пара в голову (конденсатор) турбины принимается исходя из прогноза работы данной турбины в конденсационном режиме с учетом расхода пара на регенерацию, а для турбин с противодавлением расход пара в голову и отпуск пара принимаются равными нулю.</p>
5.8.4	<p>5.8.4. Расход пара на регенерацию принимается согласно имеющимся энергетическим характеристикам оборудования, однако в случае их отсутствия или в целях упрощения расчетов данная величина может быть условно принята в размере 25% от расчетного расхода в голову турбины D_0.</p>	<p>5.8.5. Расход пара на регенерацию принимается согласно имеющимся нормативным энергетическим характеристикам оборудования. В целях упрощения расчетов (в процессе расчетов может меняться допустимый расход пара в голову турбины, а, следовательно, и расход пара на регенерацию) данная величина может быть принята в процентах от расчетного расхода в голову турбины D_0.</p> <p>В случае задания величины расхода пара на регенерацию в процентах от D_0 необходимо ее подтверждение обосновывающими расчетами, проведенными в соответствии с нормативными энергетическими характеристиками при работе</p>

		<p>всех элементов системы регенеративного подогрева.</p> <p>Указанная процентная доля должна оставаться неизменной в дальнейшем процессе расчетов ограничений по различным причинам вне зависимости от результирующих изменений допустимых расходов в голову турбины.</p>
5.8.5	<p>5.8.5. При определении максимально допустимого расхода пара в голову турбины необходимо руководствоваться соответствующими энергетическими характеристиками турбоагрегатов. При этом, для турбин типа «П» и «ПТ» данная величина определяется в точке пересечения линии, соответствующей уровню загрузки производственного отбора, с правой границей зоны естественного повышения давления в камере производственного отбора, а для машин типа «Т» – по правой границе области режимов диаграммы при соответствующем давлении (то есть с максимальной технически возможной конденсационной мощностью).</p> <p>При этом электрическая нагрузка определяется по диаграммам режимов и должна соответствовать максимально допустимому расходу пара в голову турбины.</p> <p>Минимальная нагрузка турбины при заданных величинах тепловых нагрузок определяется по энергетическим характеристикам и соответствует расходу свежего пара в голову турбины, обеспечивающему необходимые нагрузки теплофикационного и производственного отборов при минимальной конденсационной мощности.</p>	<p>5.8.6. При определении максимально допустимого расхода пара в голову турбины необходимо руководствоваться соответствующими энергетическими характеристиками турбоагрегатов. При этом, для турбин типа «П» и «ПТ» данная величина определяется в точке пересечения линии, соответствующей уровню загрузки производственного отбора, с правой границей зоны естественного повышения давления в камере производственного отбора (за исключением случаев технической невозможности работы в указанной зоне, обоснованных соответствующими документами, например, заключениями экспертных организаций о состоянии паропроводов, особенностями схемы снабжения потребителей пара и пр.), а для турбин типа «Т» – при максимальной технически возможной мощности, достижимой при соответствующем давлении в камере теплофикационного отбора (работа по электрическому графику).</p> <p>При этом электрическая нагрузка определяется по диаграммам режимов и должна соответствовать максимально допустимому расходу пара в голову турбины.</p> <p>Величина давления в камере теплофикационного отбора должна быть подтверждена обосновывающими расчетами в зависимости от температур прямой и обратной сетевой воды с использованием нормативных характеристик сетевых подогревателей. При этом не должны учитываться потери давления в трубопроводах от камеры отбора до сетевого подогревателя.</p> <p>В случае отсутствия обосновывающих расчетов величина давления в камере теплофикационного отбора должна быть выбрана из условия обеспечения при прочих равных условиях максимальной технически возможной мощности.</p>

5.8.7	<p>5.8.7. Распределение тепловых нагрузок между отборами (противодавлением) турбин, РОУ и ПВК должно осуществляться по принципу обеспечения минимального объема ограничений в целом по электростанции по результатам расчетов по всем причинам их вызывающим, в том числе с учетом условия не превышения суммарной технической возможной мощности энергоустановок, входящих в ГТПГ, над ее установленной мощностью (например, при отсутствии или минимальных нагрузках производственного отбора на турбинах типа «ПТ» загрузка теплофикационных отборов производится не должна, на турбинах, конденсатор которых находится в заведомо более худшем состоянии или худших условиях, должна обеспечиваться максимальная загрузка отборов и пр.).</p>	<p>5.8.1. Распределение тепловых нагрузок между отборами (противодавлением) турбин, РОУ и ПВК должно осуществляться по принципу обеспечения минимального объема ограничений в целом по электростанции по результатам расчетов по всем причинам их вызывающим, в том числе, с учетом допустимого превышения технической возможной мощности отдельных энергоустановок над их установленной мощностью и условия не превышения суммарной технической возможной мощности энергоустановок, входящих в ГТПГ, над ее суммарной установленной мощностью. Например, должен соблюдаться приоритет загрузки противодавления по отношению к производственным отборам, при отсутствии или минимальных нагрузках производственного отбора на турбинах типа «ПТ» загрузка теплофикационных отборов производится не должна, на турбинах, конденсатор которых находится в заведомо более худшем состоянии или худших условиях, должна обеспечиваться максимальная загрузка отборов и пр.</p>
5.9	5.9. Фактические напоров конденсаторов, ПСГ)	5.9. Фактические напоров конденсаторов, сетевых подогревателей)
	5.11.4. Из-за наличия лимитов по объему сжигаемого газа на электростанции, не обусловленных техническими причинами (например, по пропускной способности трубопроводов и газорегуляторных пунктов (далее ГРП)) ;	5.11.4. Из-за наличия лимитов по объему сжигаемого газа на электростанции в следующих случаях: – указанные лимиты не обусловлены техническими причинами; – указанные лимиты распространяются на электростанцию или группу электростанций и обусловлены ограничением пропускной способности трубопроводов и газорегуляторных пунктов, однако на одной или нескольких электростанциях, входящих в данную группу, имеется возможность сжигания резервного топлива (уголь, мазут, торф и пр.), обеспечивающая отсутствие в течение расчетного подпериода ограничений по указанной причине;
5.11.6.	5.11.6. Связанные с(особенности тепловой схемы, отсутствие возможности обеспечения заявленного уровня теплотребления	5.11.6. Связанные с(особенности тепловой схемы, отсутствие возможности обеспечения прогнозируемого уровня теплотребления
5.11.7	5.11.7. Связанные с работой с полностью закрытыми диафрагмами в целях повышения экономических показателей	5.11.7. Связанные с работой с полностью закрытыми диафрагмами в целях повышения экономических показателей,

	при наличии на электростанции градиен и возможности перевода тепловой нагрузки (или ее части) на ПВК;	а также в случае повышенного потребления тепла при наличии на электростанции градиен и возможности перевода тепловой нагрузки (или ее части) на ПВК;
5.11.11	5.11.11. Неудовлетворительного состояния дымовых труб, градиен и других технологических сооружений, устранимых в процессе ремонтов	5.11.11. Неудовлетворительного состояния дымовых труб, градиен и других технологических сооружений, устранимых в процессе ремонтов, за исключением случаев, когда одновременно выполнены следующие условия: – факт снижения мощности в связи с неудовлетворительным состоянием дымовых труб, градиен и других технологических сооружений подтвержден результатами испытаний, проведенных экспертной организацией и оформленных в соответствии с требованиями п. 4.2 настоящих Методических указаний; – в предстоящем календарном году не планируется ремонта соответствующих категории и объема работ, по результатам которого возможно устранение таких снижений; – представленный перечень мероприятий по устранению ограничений мощности содержит работы, предусматривающие приведение упомянутых технологических сооружений в удовлетворительное состояние в сроки, соответствующие планируемому ремонту необходимой категории.
5.12	5.12. Определение объемов ограничений для газотурбинных установок (далее ГТУ) при заданной расчетной температуре наружного воздуха осуществляется по имеющимся на электростанции нормативным характеристикам: зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха и поправок на внешние факторы, а также с учетом объемов отпуска тепла внешним потребителям.	5.12. Определение объемов ограничений для газотурбинных установок (далее ГТУ) при заданной расчетной температуре наружного воздуха осуществляется по имеющимся на электростанции нормативным характеристикам, построенным при условии корректной маркировки установленной (номинальной) мощности ГТУ в соответствии с требованиями ГОСТ: зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха без учета поправок на остальные метеорологические факторы, а также с учетом объемов отпуска тепла внешним потребителям.
	Пункт добавлен	6.2. Ограничения установленной мощности энергоблоков АЭС, связанные с работой по топливному циклу, определяются в соответствии с графиком ремонтов основного энергетического оборудования и на период ремонта энергоблока принимаются равными нулю.

6.2	6.2.соответствует п.п. 5.1-5.12 настоящих Методических указаний за исключением пунктов.....	6.3.соответствует п.п. 5.1-5.11 настоящих Методических указаний за исключением пунктов.....
8.1.	8.1. Обязательным условиям для согласования величин ограничений является наличие эффективных (эффективными считаются меры, приводящие к устранению согласовываемых объемов ограничений в срок, указанный в п. 8.4 настоящих Методических указаний) мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности.	8.1. Обязательным условиям для согласования величин ограничений является наличие эффективных (эффективными считаются меры, приводящие к устранению согласовываемых объемов ограничений в срок, указанный в п. 8.4 настоящих Методических указаний) мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности. В случае технической невозможности или экономической нецелесообразности проведения эффективных мероприятий в ОАО «СО ЕЭС» представляется аналитическая записка с соответствующими обоснованиями.
8.3.	8.3. Ограничения установленной мощности, подлежащие устранению, фиксируются по состоянию на 01.11.2008 года.	8.3. Ограничения установленной мощности, подлежащие устранению, фиксируются по состоянию на момент принятия ОАО «СО ЕЭС» решения о согласовании ограничений (как на этапе годового, так и на этапе месячного планирования с учетом уже заявленных ранее мероприятий).
9	9. Определение исходных метеорологических данных.	10. Порядок определения расчетных исходных метеорологических данных: относительной влажности наружного воздуха и скорости ветра. <i>Изменено название главы. Главы 9 и 10 поменяны местами</i>
9.1.	9.1. Суммарная величина ограничений по ГТПГ в рассматриваемом подпериоде определяется как сумма ограничений каждой из энергоустановок, входящих в состав ГТПГ.	9.1. Суммарная величина ограничений по ГТПГ в рассматриваемом подпериоде определяется как сумма ограничений и допустимых превышений максимальной технической возможной мощности над установленной каждой из энергоустановок, входящих в состав ГТПГ.
9.5.	9.5. Пункт добавлен	9.5. В случае, если для входящей(их) в ГТПГ энергоустановке (нескольких энергоустановок) по результатам расчетов ограничений по всем возможным причинам: – максимальная технически возможная мощность превышает установленную мощность; – данная энергоустановка (несколько энергоустановок) входит в группу энергоустановок, объединенных общегрупповыми (общестанционными) ограничениями, по результатам расчетов которых и были определены величины упомянутых превышений;

		<p>– на оставшихся энергоустановках, входящих в подобную группу, существуют (либо равны нулю) ограничения мощности по тем же самым общегрупповым (общестанционным) причинам;</p> <p>величины указанных превышений учитываются при определении суммарной располагаемой мощности данной ГТПГ в объеме, не превышающем сумму ограничений мощности по тем же самым общегрупповым (общестанционным) причинам на оставшихся энергоустановках, входящих в подобную группу;</p> <p>При заполнении форм приложений 8,9 к настоящим Методическим указаниям по энергоустановкам, на которых максимальная технически возможная мощность превышает установленную, указывается величина превышения со знаком «минус».</p> <p>На основании приложений 8,9 к настоящим Методическим указаниям с учетом превышения максимальной технически возможной мощности над установленной формируются суммарные объемы общегрупповых (общестанционных) ограничений, подлежащие перераспределению при осуществлении оперативного планирования</p>
9.6	<p>9.6. Изменена нумерация (п. 10.5 в старой редакции)</p> <p>При оперативном....., а также оставшихся в работе энергоустановок определяется с учетом упрощенного математического перераспределения относимых на данные единицы оборудования ограничений, имеющих статус общегрупповых или общестанционных, по следующим принципам:</p> <p>9.5.1. В случае превышения суммарной установленной мощности, сниженной на величину собственных ограничений, энергоустановок, находящихся в плановом (неплановом) останове, над суммарной величиной общегрупповых или общестанционных ограничений:</p> <p>9.5.2. В случае если суммарная установленная</p>	<p>9.6. При оперативном....., а также оставшихся в работе энергоустановок, объединенных упомянутыми общегрупповыми (общестанционными) ограничениями, определяется с учетом упрощенного математического перераспределения относимых на данные единицы оборудования ограничений, имеющих статус общегрупповых или общестанционных, если иное не подтверждено дополнительными расчетами с соответствующим пересчетом ограничений.</p> <p>9.6.1. В случае превышения суммарной установленной мощности, сниженной на величину собственных ограничений, таких энергоустановок, находящихся в плановом (неплановом) останове, над суммарной величиной общегрупповых или общестанционных ограничений:</p>

	<p>мощность, сниженная на величину собственных ограничений, энергоустановок, находящихся в плановом (неплановом) останове, ниже суммарной величины общегрупповых или общестанционных ограничений:</p>	<p>9.6.2. В случае если суммарная установленная мощность, сниженная на величину собственных ограничений, таких энергоустановок, находящихся в плановом (неплановом) останове, ниже суммарной величины общегрупповых или общестанционных ограничений:</p>
10.21	<p>10.2.1. где $V_{\text{нф}}$ – среднемесячные значения скорости ветра на высоте флюгера, принимаемые по данным действующих на территории России справочников по климату.</p>	<p>10.2.1. где $V_{\text{нф}}$ – среднемесячные значения скорости ветра на высоте флюгера, принимаемые по данным действующих на территории России справочников по климату или по официальным справочным данным от метеослужб.</p>
10.22	<p>10.2.2. В случае если высота флюгера указывается в действующих справочниках по климату диапазоном значений, в качестве расчетной высоты упрощенно принимается среднеарифметическая величина из приводимых высот</p>	<p>10.2.2. В случае если высота флюгера указывается в действующих справочниках по климату или в официальных справочных данных от метеослужб диапазоном значений, в качестве расчетной высоты упрощенно принимается среднеарифметическая величина из приводимых высот</p>
11	<p>11. Расчет обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения.</p>	<p>11. Расчет ограничений, связанных с обеспеченностью электрической мощности системами технического водоснабжения. <i>Изменено название главы</i></p>
11.1.1	<p>11.1.1.1. Расчет проводится графоаналитическим методом.</p>	<p>11.1.1.1. Расчет проводится графоаналитическим методом только для подпериодов с положительной расчетной средней температурой наружного воздуха, определяемой как среднеарифметическое значение расчетных среднесуточных температур за все сутки соответствующего подпериода.</p>
11.1.7	<p>11.1.1.7. Определяется тепловая нагрузка циркуляционной системы по формуле:</p> $U_0 = \sum_{j=1}^n (D_{kj} \cdot \Delta i_j), \quad \text{Мкал/ч} \quad (11.3)$ <p>где D_{kj} – расход пара в конденсатор турбины, т/ч; Δi_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и</p>	<p>11.1.1.7. Определяется тепловая нагрузка циркуляционной системы по формуле:</p> $U_0 = \sum_{j=1}^n (D_{kj} \cdot \Delta h_j), \quad \text{Мкал/ч} \quad (11.3)$ <p>где D_{kj} – расход пара в конденсатор турбины, т/ч; Δh_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и</p>

	конденсата, ккал/кг;	конденсата, ккал/кг, определяемая по справочным данным (таблицы свойств воды и водяного пара, <i>h-s</i> диаграммы) при нормативном давлении пара в конденсаторе и максимально допустимой влажности пара на выходе из турбины. <i>Изменено буквенное обозначение скрытой теплоты парообразования</i>
11.1.1.10	11.1.1.10. По рассчитанной согласно п. 11.1.1.8 настоящих Методических указаний величине удельных тепловых нагрузок для принятых в п 11.1.1.9 настоящих	11.1.1.10. Для электростанций, имеющих в составе одинаковые по типу и параметрам градирни (брызгальные бассейны), по рассчитанной согласно п. 11.1.1.8 настоящих Методических указаний величине удельных тепловых нагрузок для принятых в п 11.1.1.9 настоящих
11.1.1.11	11.1.1.11. Алгоритм определения величины t_{2i} состоит в следующем: – Для схемы с градирнями:	11.1.1.11. Алгоритм определения величины t_{2i} состоит в следующем: – Для схемы с одинаковыми по типу и параметрам градирнями: – Для схемы с различными по типу и параметрам градирнями: Алгоритм и пример определения величины t_{2i} для схемы с различными по типу и параметрам (расход воды через градирню, максимально допустимая средняя удельная тепловая нагрузка, площадь орошения) градирнями приведены в приложении 16 к настоящим Методическим указаниям. Абзац добавлен.
11.1.1.11	11.1.1.11..... Полученная величина корректируется с учетом поправок.	11.1.1.11..... Полученная величина корректируется с учетом поправок путем их суммирования (с соответствующим знаком) с температурой охлаждающей воды на выходе из градирни.
11.1.1.13	11.1.1.13.величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок.	11.1.1.13.величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок. Кроме того, не должен учитываться расход воды через находящиеся в резерве теплообменники.
11.1.1.16	11.1.1.16..... $\Delta t_{kj}^p = (D_{kj}^p \Delta i_j) / W_{kj}, \text{ } ^\circ\text{C}$ (11.8) Δi_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и	11.1.1.16..... $\Delta t_{kj}^{\delta} = (D_{kj}^p \cdot \Delta h_j) / W_{kj}, \text{ } ^\circ\text{C}$ (11.8)

	конденсата, принимаемая по характеристике конденсатора в зависимости от типа и режима работы турбины, ккал/кг. Величина принимается равной 535 ккал/кг для турбин, работающих в конденсационном режиме, и 550 ккал/кг для турбин, работающих в теплофикационном режиме.	Δh_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата. Изменено буквенное обозначение скрытой теплоты парообразования
11.1.1.25	11.1.1.25. В случае если полученная в расчетной точке располагаемая мощность выше номинальной (для машин типа «ПТ» и «Т»), ограничения принимаются равными нулю.	11.1.1.25. В случае если полученная в расчетной точке располагаемая мощность выше номинальной (для машин типа «ПТ» и «Т»), ограничения принимаются равными нулю, и определяется соответствующая величина превышения над номинальной мощностью.
11.1.1.28	11.1.1.28. Ограничения установленной мощности, связанные с работой систем технического водоснабжения, в целом по ГТПГ определяются путем суммирования соответствующих ограничений по каждой относящейся к данной ГТПГ энергоустановке, определяемых при расчетной температуре наружного воздуха по графикам, построенным в п. 11.1.1.22 настоящих Методических указаний.	11.1.1.28. Ограничения установленной мощности, связанные с работой систем технического водоснабжения, в целом по ГТПГ определяются путем суммирования соответствующих ограничений и допустимых величин превышений над номинальной мощностью по каждой относящейся к данной ГТПГ энергоустановке, определяемых при расчетной температуре наружного воздуха по графикам, построенным в п. 11.1.1.22 настоящих Методических указаний.
11.1.1.27	11.1.1.27.равна величине, полученной по графику согласно п. 11.1.1.23 настоящих....	11.1.1.27.равна величине, полученной по графику согласно п.п. 11.1.1.24 настоящих....
	11.1.2.8. Определяется удельная площадь активной зоны по формуле: $\omega_{yd} = \frac{\Omega_{акт}}{W}, \quad \text{км}^2/(\text{м}^3/\text{сут}) \quad (11.15)$	11.1.2.8. Определяется удельная площадь активной зоны по формуле: $\omega_{yd} = \frac{\Omega_{акт}}{W} \cdot 10^6, \quad \text{м}^2/(\text{м}^3/\text{сут}) \quad (11.15)$
11.1.2.11	11.1.2.11.	11.1.2.11. где W – часовой расход воды через конденсаторы ($\text{м}^3/\text{ч}$); Фраза добавлена
11.1.2.14	11.1.2.14.....	11.1.2.14..... Если площадь зеркала водохранилища небольшая, и определяемая формулой (11.15) удельная площадь активной зоны мала, что может привести при определении величин перегрева воды в водохранилище к выходу промежуточных

		<p>точек за пределы приведенной номограммы, необходимо последовательно снижать суточный (а, следовательно, и часовой) расход воды в водохранилище (через конденсаторы) с одновременным, при необходимости, снижением паровой нагрузки конденсаторов (при снижении расхода воды через конденсаторы при неизменной их паровой нагрузке увеличивается средневзвешенный нагрев воды в конденсаторах) до тех пор, пока при полученных значениях ω_{yd} и Δt^{c6} все расчетные промежуточные точки не окажутся в рабочем поле номограммы. Экстраполяция изолиний за пределы номограммы не допускается.</p> <p>Фраза добавлена</p>
<p>11.1.2.16</p>	<p>11.1.2.16. Величины температур воды на входе в конденсаторы t_2 определяются для всех значений δ при соответственных заданных значениях t_a^{ecm} по следующей формуле:</p> $t_2 = t_a^{\dot{a}\dot{n}\dot{o}} + \delta, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (11.18)$	<p>11.1.2.16. Величины температур воды на входе в конденсаторы t_2 определяются для всех значений δ при соответственных заданных значениях t_a^{ecm} по следующей формуле:</p> $t_2 = t_a^{\dot{a}\dot{m}\dot{o}} + \delta, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (11.18)$ <p>При схемах систем технического водоснабжения, когда вода из водохранилища перед подачей в конденсаторы смешивается с водой из стороннего водоема, итоговая температура воды на входе в конденсаторы будет отличаться от полученных значений t_2. Итоговая величина температуры воды на входе в конденсаторы будет определяться из уравнения теплового баланса для точки смешения как средневзвешенная величина из полученной температуры воды на выходе из водохранилища и известной естественной температуры стороннего водоема.</p>
<p>11.2.1.8</p>	<p>11.2.1.8 При этом для турбин типа «Р», имеющих в расчетном подпериоде ограничения в размере полной установленной мощности в связи с отсутствием тепловых нагрузок, величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок.</p>	<p>11.2.1.8 При этом для турбин типа «Р», имеющих в расчетном подпериоде ограничения в размере полной установленной мощности в связи с отсутствием тепловых нагрузок, величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок. Кроме того, не должен учитываться расход воды через находящиеся в резерве теплообменники.</p> <p>– При последовательной схеме подключения конденсаторов по охлаждающей воде при наличии для существующей на электростанции схемы технического водоснабжения возможности подачи воды на МГО всех турбин с напорного</p>

		<p>водовода первой по ходу воды турбины (или подводящего канала) величина расхода воды на последовательно подключенный конденсатор определяется без учета расхода на МГО данной турбины, при этом для последовательно подключенной турбины также не учитывается условие максимально допустимой температуры воды на входе в конденсатор по техническим условиям эксплуатации МГО $t_2^{cb} \leq 33 \text{ }^\circ\text{C}$.</p>
	<p>Приложение 1 Код 220,320, 420 Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа Р и ГТУ-ТЭЦ Код 225, 325, 425 Недостаток тепловых нагрузок турбин типов «Т», «П» и «ПТ» (конструктивные особенности, не связанные с отклонением от проекта, в т.ч. связанные с пропускной способностью ЧСД)</p>	<p>Приложение 1 Код 220,320, 420 Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок ГТУ-ТЭЦ Код 225, 325, 425 Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типов «Т», «П», «ПТ», «Р» (конструктивные особенности, не связанные с отклонением от проекта, в т.ч. связанные с пропускной способностью ЧСД)</p>
	<p>Приложение 1 Код 233, 333, 433 Дефицит котельной мощности вследствие отпуска тепла от РОУ</p>	<p>Приложение 1 Код 133 Недостаточная пропускная способность паропроводов свежего пара</p>
	<p>Приложение 1 Код 256, 356, 456 Недостаточная пропускная способность межсистемных электрических связей (запертая мощность)</p>	<p>Приложение 1 Код 256, 356, 456 Недостаточная пропускная способность электротехнического оборудования электростанции (запертая мощность)</p>
		<p>Внесены изменения в приложения 1-4. Добавлены приложения 2.1, 11-16</p>