

Изменения, вносимые в **Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям с 01.01.2022** в связи с утверждением 28.09.2021, 25.11.2021, 24.12.2021 Наблюдательным советом Ассоциации «НП «Совет рынка» изменений в Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), а также в связи с техническими правками.

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
2	<p>...</p> <p><b>Начиная с 01.05.2019,</b> в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в случаях, установленных <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7], регистрируется тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОНРЧ» и фиксируется участие в ОНРЧ, не соответствующее Техническим требованиям.</p> <p>...</p>	<p>...</p> <p><b>В</b> отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в случаях, установленных <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7], регистрируется тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОНРЧ» и фиксируется участие в ОНРЧ, не соответствующее Техническим требованиям.</p> <p>...</p>
5.2.2	<p>...</p> <p>3. Для ГЭС (за исключением ГЭС, работающих по водотоку) в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности <math>N_{огр,m}^j(CO)</math> и <math>N_{огр,m}^s(CO)</math>, рассчитанные в следующем порядке:</p> $N_{огр,m}^j(CO) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} (\min\{N_{ПО,m}^j; N_{уст,m}^j\} - N_{\max,k}^{j,ГЭС,per})\}}{K} \quad (33)$ $N_{огр,m}^s(CO) = \sum_j N_{огр,m}^j(CO) \quad (34)$ <p>где K — количество суток в соответствующем расчетном месяце m;</p>	<p>...</p> <p>3. Для ГЭС <b>(ГАЭС)</b> (за исключением ГЭС <b>(ГАЭС)</b>, работающих по водотоку) в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности <math>N_{огр,m}^j(CO)</math> и <math>N_{огр,m}^s(CO)</math>, рассчитанные в следующем порядке:</p> $N_{огр,m}^j(CO) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} (\min\{N_{ПО,m}^j; N_{уст,m}^j\} - N_{\max,k}^{j,ГЭС,per})\}}{K} \quad (33)$ $N_{огр,m}^s(CO) = \sum_j N_{огр,m}^j(CO) \quad (34)$ <p>где K — количество суток в соответствующем расчетном месяце m;</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p><math>N_{\max,k}^{j,\text{ГЭС,per}}</math> — регулировочная мощность ГЭС в отношении суток <math>k</math> месяца <math>m</math>, определяемая в соответствии с Методикой определения максимальной мощности ГЭС (Приложение № 3 к настоящему <i>Порядку установления соответствия</i>).</p> <p>4. Для ГЭС, работающих по водотoku, в отношении каждой ГТП <math>j</math> и электростанции <math>s</math> в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности <math>N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})</math> и <math>N_{\text{огр},m}^s(\text{CO})</math>, рассчитанные в следующем порядке:</p> $N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} \{\min(N_{\text{ПО},m}^j; N_{\text{уст},m}^j) - \min(N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}}; N_k^{j,\text{ГЭС,сер}}) - \Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}}\}\}}{K} \quad (34.1)$ <p><math>N_{\text{огр},m}^s(\text{CO}) = \sum_{j \in s} N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})</math>,</p> <p>где <math>N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}}</math> — максимальная расчетная мощность ГТП ГЭС <math>j</math>;  <math>\Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}}</math> — среднесуточная величина соответствующего ремонтного снижения мощности в отношении суток <math>k</math>, определяемая по формуле:</p> $\Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}} = \frac{\sum_{h \in k} \Delta_{1,h}^j}{24} \quad (34.2),$ <p>где <math>\Delta_{1,h}^j</math> — величина согласованного планового ремонтного снижения мощности, определяемая в соответствии с п.5.3.1 настоящего <i>Порядка установления соответствия</i>.</p>	<p><math>N_{\max,k}^{j,\text{ГЭС,per}}</math> — регулировочная мощность ГЭС (ГАЭС) в отношении суток <math>k</math> месяца <math>m</math>, определяемая в соответствии с Методикой определения максимальной мощности ГЭС (Приложение № 3 к настоящему <i>Порядку установления соответствия</i>).</p> <p>4. Для ГЭС (ГАЭС), работающих по водотoku, в отношении каждой ГТП <math>j</math> и электростанции <math>s</math> в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности <math>N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})</math> и <math>N_{\text{огр},m}^s(\text{CO})</math>, рассчитанные в следующем порядке:</p> $N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} \{\min(N_{\text{ПО},m}^j; N_{\text{уст},m}^j) - \min(N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}}; N_k^{j,\text{ГЭС,сер}}) - \Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}}\}\}}{K} \quad (34.1)$ <p><math>N_{\text{огр},m}^s(\text{CO}) = \sum_{j \in s} N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})</math>,</p> <p>где <math>N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}}</math> — максимальная расчетная мощность ГТП ГЭС (ГАЭС) <math>j</math>;  <math>\Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}}</math> — среднесуточная величина соответствующего ремонтного снижения мощности в отношении суток <math>k</math>, определяемая по формуле:</p> $\Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}} = \frac{\sum_{h \in k} \Delta_{1,h}^j}{24} \quad (34.2),$ <p>где <math>\Delta_{1,h}^j</math> — величина согласованного планового ремонтного снижения мощности, определяемая в соответствии с п.5.3.1 настоящего <i>Порядка установления соответствия</i>.</p>
5.3.1	<p>...</p> <p><math>\Delta_{1,h}^j(\text{CO})</math>, осуществляется СО при:</p> <p>...</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• снижении мощности по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта или испытаний</li> </ul>	<p>...</p> <p><math>\Delta_{1,h}^j(\text{CO})</math>, осуществляется СО при:</p> <p>...</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• снижении мощности по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта или испытаний</li> </ul>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>генерирующего оборудования, участвующего в нормированном первичном регулировании частоты (далее НПРЧ) и (или) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (далее АВРЧМ) в соответствии с заключенными с СО договорами оказания услуг по обеспечению системной надежности, в период не более 72 часов в течение любого месяца (в хронологическом порядке с начала отчетного месяца без учета периодов времени, в которых осуществлялась регистрация плановых ремонтных снижений при проведении ремонтов выходного дня) указанное снижение мощности относится к согласованному снижению мощности при соблюдении следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- генерирующее оборудование включено в актуальный реестр энергоблоков, участвующих в НПРЧ и (или) АВРЧМ в течение всего периода;</li> <li>- в отношении генерирующего оборудования своевременно оформлена единовременная диспетчерская заявка на участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ и на момент его останова отсутствует заявка на вынужденное неучастие в НПРЧ и (или) АВРЧМ (за исключением случаев нахождения в плановом согласованном ремонте второго корпуса двухкорпусного блока);</li> <li>- с начала месяца до момента фактического останова на соответствующем генерирующем оборудовании в рамках суточного планирования размещался резерв первичного и (или) вторичного регулирования минимум на 1 час;</li> <li>- указанное снижение мощности заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не</li> </ul>	<p>генерирующего оборудования, участвующего в нормированном первичном регулировании частоты (далее НПРЧ) и (или) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (далее АВРЧМ) в соответствии с заключенными с СО договорами оказания услуг по обеспечению системной надежности, в период не более 72 часов в течение любого месяца (в хронологическом порядке с начала отчетного месяца без учета периодов времени, в которых осуществлялась регистрация плановых ремонтных снижений при проведении ремонтов выходного дня) указанное снижение мощности относится к согласованному снижению мощности при соблюдении следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в течение всего периода в отношении генерирующего оборудования действует договор об оказании услуг по обеспечению системной надежности в части услуг НПРЧ и (или) АВРЧМ;</li> <li>- в отношении генерирующего оборудования своевременно оформлена единовременная диспетчерская заявка на участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ и на момент начала проведения ремонта (испытаний) отсутствует заявка на вынужденное неучастие в НПРЧ и (или) АВРЧМ (за исключением случаев нахождения в плановом согласованном ремонте второго корпуса двухкорпусного блока);</li> <li>- в течение 30 календарных дней, предшествующих моменту фактического останова, на соответствующем генерирующем оборудовании в соответствии с п. 3.4 Регламента актуализации расчетной модели [8.1.] размещался резерв первичного и (или) вторичного регулирования минимум на 1 час;</li> <li>- указанное снижение мощности заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего</li> </ul>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с <i>Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка</i> [8.2.]);</p> <p>...</p>	<p>оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с <i>Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка</i> [8.2.]);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• снижении располагаемой мощности по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам для контроля состояния, проведения регулировок, наладок, балансировок и устранения выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после капитального или среднего ремонта, в период с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного утвержденным СО сводным месячным графиком ремонтов энергетического оборудования;</li> <li>• проведении краткосрочных работ на ГЭС (очистка сороудерживающих решеток, подводных каналов и (или) водозаборов, в том числе в связи с шугой, замена срезных пальцев) или с заявленными режимами работы ГЭС, связанными с достижением уровнями верхнего и (или) нижнего бьефов установленных максимальных или минимальных значений отметок. Предусмотренная соответствующими диспетчерскими заявками разрешенная и фактическая длительность указанных работ или режимов работы не должна превышать 4-х часов подряд в течение следующих периодов: <ul style="list-style-type: none"> <li>– не более 16 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и/или в период с 13 часа по 17 час местного времени: с января по март и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с января по апрель и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в неценовых зонах;</li> </ul> </li> </ul>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
		<p data-bbox="1339 172 2112 387">– не более 32 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и/или в период с 13 часа по 17 час местного времени в период весеннего половодья и паводков: с апреля по июнь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с мая по июнь для ГЭС, расположенных в неценовых зонах;</p> <p data-bbox="1339 395 2112 467">– не более 32 часов в течение месяца для ГЭС, работающих по водотоку.</p> <p data-bbox="1339 475 2112 754">Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [8.2.]);</p> <ul data-bbox="1294 762 2112 1455" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1294 762 2112 1455">• снижении мощности генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта или испытаний в периоды минимального напора воды, за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений. Под периодом минимального напора воды понимаются интервалы часов (не более 48 часов в течение месяца), в течение которых среднее значение максимальной мощности готового к выработке электрической энергии генерирующего оборудования при текущих уровнях напора воды, передаваемое участником оптового рынка в СО в рамках СОТИАССО, составляло не более 10 % от установленной мощности такого оборудования. Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00</li> </ul>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
		<p>минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [8.2.]).</p> <p>...</p>
5.4.1	<p>В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> СО определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка <math>N_{\max(X-4),h}^j</math> на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – хабаровского времени) суток X-4 в соответствии с <i>Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка</i> [8.2.], и разрешенных диспетчерских заявок на вывод в ремонт оборудования, поданных в соответствии с <i>Положением о диспетчерских заявках</i>.</p> <p>...</p> <p>В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> СО определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка <math>N_{\max(X-2),h}^j</math> на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут суток X-1, и разрешенных СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок на снижение мощности.</p> <p>...</p> <p>В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n, СО на основании оперативных уведомлений участника оптового рынка, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа (n-4) суток X, и соответствующих</p>	<p>В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> СО определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка (для малых водоточных ГЭС соответствующую параметрам напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования), <math>N_{\max(X-4),h}^j</math> на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – хабаровского времени) суток X-4 в соответствии с <i>Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка</i> [8.2.], и разрешенных диспетчерских заявок на вывод в ремонт оборудования, поданных в соответствии с <i>Положением о диспетчерских заявках</i>.</p> <p>...</p> <p>В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> СО определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка (для малых водоточных ГЭС соответствующую параметрам напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования), <math>N_{\max(X-2),h}^j</math> на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут суток X-1, и разрешенных</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>диспетчерских заявок регистрирует соответствующую величину снижения максимальной мощности <math>\Delta_{4\_max,h}^j</math> и определяет величину максимальной мощности, зафиксированную на час (n-4) суток X – <math>N_{max,(n-4),h}^j</math>.</p> <p>...</p>	<p>СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок на снижение мощности.</p> <p>...</p> <p>В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n, СО на основании оперативных уведомлений участника оптового рынка, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа (n-4) суток X, и соответствующих диспетчерских заявок регистрирует соответствующую величину снижения максимальной мощности <math>\Delta_{4\_max,h}^j</math> и определяет величину максимальной мощности, зафиксированную на час (n-4) суток X – <math>N_{max,(n-4),h}^j</math> (для малых водоточных ГЭС соответствующую параметрам напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования).</p> <p>...</p>
5.5	<p>...</p> <p>Во всех остальных случаях:</p> $\Delta_{3,h}^j = \max\{0; (N_{вкл,h}^j(CO) - N_{max,h}^{j,заявка})\}, \quad (55)$ <p>где <math>N_{max,h}^{j,заявка}</math> — максимальное значение количества в основных парах «цена – количество» в часовой подзаявке на час h;</p> <p><math>N_{вкл,h}^j(CO)</math> — максимальная мощность включенного оборудования, учтенная в актуализированной расчетной модели на операционные сутки X;</p> <p>...</p>	<p>...</p> <p>Во всех остальных случаях (за исключением малых водоточных ГЭС):</p> $\Delta_{3,h}^j = \max\{0; (N_{вкл,h}^j(CO) - N_{max,h}^{j,заявка})\}. \quad (55)$ <p>Для малых водоточных ГЭС:</p> $\Delta_{3,h}^j = \max\{0; (N_{вкл,h}^j(\text{мин}) - N_{max,h}^{j,заявка})\}, \quad (55.1)$ <p>где <math>N_{max,h}^{j,заявка}</math> — максимальное значение количества в основных парах «цена – количество» в часовой подзаявке на час h;</p> <p><math>N_{вкл,h}^j(CO)</math> — максимальная мощность включенного оборудования, учтенная в актуализированной расчетной модели на операционные сутки X;</p> <p><math>N_{вкл,h}^j(\text{мин})</math> – мощность, соответствующая минимальному прогнозируемому уровню напора воды малых водоточных</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
		<p>ГЭС, определяемая для каждого участника ОРЭМ в отношении каждой ГТП генерации <math>j</math>, расположенной в ценовых зонах оптового рынка, на основании данных коммерческого учета о фактическом производстве электроэнергии ГТП генерации <math>j</math>, представленных КО не позднее 7-го числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с <i>Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности</i> [8.5.]. Принимается равным для каждого часа <math>h</math> минимальному из ненулевых значений фактического производства электроэнергии в ГТП генерации <math>j</math> во всех часах соответствующего календарного месяца предыдущего года, а при его отсутствии принимается равной нулю.</p> <p>СО до начала месяца <math>t</math> размещает на сайте ОРЭМ СО рассчитанную величину мощности <math>N_{\text{вкл},h}^j</math> (мин), подлежащую учету в расчетном месяце <math>t</math>.</p> <p>...</p>
5.6	<p>В час фактической поставки СО определяет фактическую величину максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, <math>N_{\text{max факт},h}^j</math> и фактическую величину минимальной мощности включенного в работу генерирующего оборудования <math>N_{\text{min факт},h}^j</math>.</p> <p>...</p>	<p>В час фактической поставки СО определяет фактическую величину максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, <math>N_{\text{max факт},h}^j</math> и фактическую величину минимальной мощности включенного в работу генерирующего оборудования <math>N_{\text{min факт},h}^j</math>.</p> <p>Для малых водоточных ГЭС фактическая величина максимальной мощности определяется равной значению максимальной мощности готового к выработке электрической энергии генерирующего оборудования, соответствующему напору воды, обеспечивающему выдачу мощности ГЭС в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования, переданному в рамках СОТИАССО в соответствии с Приложением 3 к <i>Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка</i> [8.12.]. При отсутствии (непередаче) указанного параметра фактическая максимальная мощность такой ГЭС принимается равной нулю.</p>



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
5.7	<p>СО рассчитывает величину отклонения фактической поставки электроэнергии по каждой ГТП на основании данных АИИС КУ о фактическом производстве электроэнергии в каждой ГТП генерации, представленных КО не позднее 7 числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности [8.5].</p> <p>В случае если отклонение объема фактического производства электроэнергии от уточненного диспетчерского графика (далее УДГ) с учетом отклонения по внешней инициативе ИВА вниз в час фактической поставки превышает 5 % установленной мощности отнесенной к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель <math>\Delta_{5,h}^{j-}</math>:</p> $\Delta_{5,h}^{j-} = \max\{0; (N_{УДГ,h}^j + \Delta O_{ИВА,h}^j) - N_{факт,h}^j\} \quad (62)$ $\Delta_{5,h}^{j+} = 0$ <p>где <math>N_{УДГ,h}^j</math> — мощность, соответствующая уточненному диспетчерскому графику (далее УДГ) ГОУ, к которому принадлежит ГТП <math>j</math>, отнесенная к часу фактической поставки.</p> <p><math>\Delta O_{ИВА,h}^j</math> — составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВА, определяемая СО в соответствии с требованиями пункта 2.2.5 Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений [8.6.] как изменение генерации, обусловленное управляющими воздействиями противоаварийной и режимной автоматики из-за внешнего для электроэнергетического объекта Участника оптового рынка события, участием в противоаварийном регулировании, оказания участниками оптового рынка услуг по НПРЧ и (или) АВРЧМ, и не учтенная в УДГ ГОУ, к которому принадлежит ГТП <math>j</math>, отнесенная к часу фактической поставки.</p> <p>В случае если отклонение объема фактического производства электроэнергии от УДГ с учетом отклонения по</p>	<p>...</p> <p>СО рассчитывает величину отклонения фактической поставки электроэнергии по каждой ГТП на основании данных о фактическом производстве электроэнергии в каждой ГТП генерации, представленных КО не позднее 7 числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности [8.5].</p> <p>В случае если отклонение объема фактического производства электроэнергии от уточненного диспетчерского графика (далее УДГ) с учетом отклонения по внешней инициативе ИВА вниз в час фактической поставки превышает 5 % от величины установленной мощности ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель <math>\Delta_{5,h}^{j-}</math>:</p> $\Delta_{5,h}^{j-} = \max\{0; (N_{УДГ,h}^j + \Delta O_{ИВА,h}^j) - N_{факт,h}^j\} \quad (62)$ $\Delta_{5,h}^{j+} = 0$ <p>где <math>N_{УДГ,h}^j</math> — мощность, соответствующая уточненному диспетчерскому графику (УДГ) по ГОУ, к которому принадлежит ГТП <math>j</math>, отнесенная к часу фактической поставки.</p> <p><math>\Delta O_{ИВА,h}^j</math> — составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВА, определяемая СО в соответствии с пунктом 2.2.5 Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений [8.6.].</p> <p>В случае если отклонение объема фактического производства электроэнергии от УДГ с учетом отклонения по внешней инициативе ИВА вверх в час фактической поставки превышает 5% от величины установленной мощности к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель <math>\Delta_{5,h}^{j+}</math></p> $\Delta_{5,h}^{j+} = \max\{0; N_{факт,h}^j - (N_{УДГ,h}^j + \Delta O_{ИВА,h}^j)\} \quad (63)$

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>внешней инициативе ИВА вверх в час фактической поставки превышает 5% установленной мощности к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель <math>\Delta_{5,h}^{j+}</math></p> $\Delta_{5,h}^{j+} = \max\{0; N_{факт,h}^j - (N_{удг,h}^j + \Delta O_{ИВА,h}^j)\} \quad (63)$ $\Delta_{5,h}^{j-} = 0$ <p>При определении <math>N_{факт,h}^j</math> ГАЭС учитывается суммарный объем выработки (потребления) электрической энергии в ГТП генерации и ГТП потребления ГАЭС.</p> <p>В случае если для ГАЭС в каком-либо часе <math>N_{удг,h}^j &lt; 0</math> (при работе агрегатов ГАЭС в двигательном режиме):</p> $\Delta_{5,h}^{j+} = 0 \text{ и } \Delta_{5,h}^{j-} = 0.$ <p>Для ГТП генерации, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), в часы, когда данное ГОУ участвует в регулировании по входящим в ГОУ ГТП генерации, т.е. СО в соответствии с требованиями п. 2.2.3. Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений [8.6] присвоен соответствующий признак:</p> $\Delta_{5,h}^{j+} = 0 \text{ и } \Delta_{5,h}^{j-} = 0.$ <p>По итогам месяца СО определяет по каждому часу по каждой ГТП j величину <math>\Delta_{5,h}^j</math>:</p> $\Delta_{5,h}^j = \max\{\Delta_{5,h}^{j-}; \Delta_{\max\_вкл,h}^{j,uzm}\} + \max\{\Delta_{5,h}^{j+}; \Delta_{\min\_вкл,h}^{j,uzm}\} \quad (64)$ <p>СО актуализирует по каждому часу по каждой ГТП j величину <math>\Delta_{6,h}^j</math></p> $\Delta_{6,h}^j = N_{уст,h}^{j,uzm} \quad (65)$ <p>В часы регистрации признака участия в регулировании <math>\Delta_{5,h}^{j+} = 0, \Delta_{5,h}^{j-} = 0.</math></p>	$\Delta_{5,h}^{j-} = 0$ <p>При определении <math>N_{факт,h}^j</math> ГАЭС учитывается суммарный объем выработки и потребления электрической энергии в ГТП ГАЭС при работе в генераторном и двигательном режимах соответственно.</p> <p>В случае если для ГАЭС в каком-либо часе <math>N_{удг,h}^j &lt; 0</math> (при работе агрегатов ГАЭС в двигательном режиме):</p> $\Delta_{5,h}^{j+} = 0 \text{ и } \Delta_{5,h}^{j-} = 0.$ <p>Для ГТП генерации, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), в часы, когда данному ГОУ СО в соответствии с требованиями п. 2.2.3. Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений [8.6] присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу:</p> $\Delta_{5,h}^{j+} = 0 \text{ и } \Delta_{5,h}^{j-} = 0.$ <p>По итогам месяца СО определяет по каждому часу по каждой ГТП j величину <math>\Delta_{5,h}^j</math>:</p> $\Delta_{5,h}^j = \max\{\Delta_{5,h}^{j-}; \Delta_{\max\_вкл,h}^{j,uzm}\} + \max\{\Delta_{5,h}^{j+}; \Delta_{\min\_вкл,h}^{j,uzm}\} \quad (64)$ <p>СО актуализирует по каждому часу по каждой ГТП j величину <math>\Delta_{6,h}^j</math></p> $\Delta_{6,h}^j = N_{уст,h}^{j,uzm} \quad (65)$ <p>В часы регистрации признака участия в регулировании <math>\Delta_{5,h}^{j+} = 0, \Delta_{5,h}^{j-} = 0.</math></p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
5.8	<p>Если при контроле фактического режима поставки (по данным телеметрии) диспетчером регистрируются не согласованные с СО отклонения, превышающие 5% от заданного командой диспетчера значения генерации или скорости изменения нагрузки при неоднократном участии в суточном регулировании, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях, диспетчер может объявить предупреждение о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера».</p> <p>После объявления предупреждения о регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» диспетчер должен повторно отдать стандартную документируемую команду на изменение режима работы ГОУ, неисполнение которой было зафиксировано, и доложить об объявлении предупреждения о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера» в вышестоящий диспетчерский центр.</p> <p>При повторном неисполнении отданной команды, через 15 минут после объявления предупреждения диспетчер СО имеет право объявить регистрацию факта «неисполнение команды диспетчера» по согласованию с вышестоящим диспетчерским центром.</p> <p>Факт «неисполнения команды диспетчера» должен быть зарегистрирован в период не менее одного часа и до конца операционных суток X, в которых зафиксировано недопустимое отклонение от режима, как по заданному значению активной мощности, так и по скорости изменения нагрузки, заданного СО.</p> <p>Неисполнение команд вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также команд регулирования напряжения регистрируются в соответствии с п. 3 и п. 4 настоящего Порядка установления соответствия. Факты «неисполнение команды диспетчера» в таких случаях не регистрируются.</p> <p>С 00-01 часов суток X+1 регистрация факта «неисполнение команды диспетчера» прекращается. В случае продолжающегося недопустимого отклонения режима поставки как по заданному значению генерации, так и по скорости изменения нагрузки от</p>	<p>Если при контроле фактического режима поставки по данным СОТИАССО диспетчером регистрируются не согласованные с СО отклонения, превышающие 5% от заданного командой диспетчера значения генерации или скорости изменения нагрузки при неоднократном участии в суточном регулировании, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях, диспетчер может объявить предупреждение о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера».</p> <p>После объявления предупреждения о регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» диспетчер должен повторно отдать стандартную документируемую команду на изменение режима работы ГОУ, неисполнение которой было зафиксировано, и доложить об объявлении предупреждения о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера» в вышестоящий диспетчерский центр.</p> <p>При повторном неисполнении отданной команды, через 15 минут после объявления предупреждения диспетчер СО имеет право объявить регистрацию факта «неисполнение команды диспетчера» по согласованию с вышестоящим диспетчерским центром.</p> <p>Факт «неисполнения команды диспетчера» должен быть зарегистрирован в период не менее одного часа и до конца операционных суток X, в которых зафиксировано недопустимое отклонение от режима, как по заданному значению активной мощности, так и по скорости изменения нагрузки, заданного СО.</p> <p>Неисполнение команд вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также команд регулирования напряжения регистрируются в соответствии с п. 3 и п. 4 настоящего Порядка установления соответствия. Факты «неисполнение команды диспетчера» в таких случаях не регистрируются.</p> <p>С 00-01 часов суток X+1 регистрация факта «неисполнение команды диспетчера» прекращается. В случае продолжающегося недопустимого отклонения режима поставки как по заданному значению генерации, так и по скорости изменения нагрузки от</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>режима, заданного СО, процедура регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» должна быть выполнена заново.</p> <p>По окончании месяца для часов, в которых зарегистрирован факт «неисполнения команды диспетчера», СО осуществляет проверку по данным коммерческого учета наличия отклонений поставки электроэнергии, превышающие 2% заданного значения генерации (УДГ). Факт «неисполнения команды диспетчера» считается подтвержденным при наличии для одного и более часов операционных суток вышеуказанных отклонений, при этом в отношении одних операционных суток не может быть зарегистрировано более одного такого факта. СО регистрирует общее количество фактов «неисполнения команд диспетчера». В случае подтверждения факта «неисполнения команды диспетчера» значение фактической величины отклонения поставленной мощности <math>\Delta^{j}_{7,m}</math> в расчетном месяце <math>m</math> рассчитывается:</p> $\Delta^{j}_{7,m} = N^{j}_{уст} \cdot K^{j}_{НК} \quad (66),$ <p>где <math>K^{j}_{НК}</math> – количество зарегистрированных фактов по ГТП <math>j</math> в месяце <math>m</math>.</p>	<p>режима, заданного СО, процедура регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» должна быть выполнена заново.</p> <p>По окончании месяца для часов, в которых зарегистрирован факт «неисполнения команды диспетчера», СО осуществляет проверку по данным коммерческого учета <b>о фактическом производстве электроэнергии в соответствующей ГТП генерации, представленным КО не позднее 7-го числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности [8.5.]</b>, наличия отклонений поставки электроэнергии, превышающие 2% <b>от</b> заданного значения генерации (УДГ). Факт «неисполнения команды диспетчера» считается подтвержденным при наличии для одного и более часов операционных суток вышеуказанных отклонений, при этом в отношении одних операционных суток не может быть зарегистрировано более одного такого факта. СО регистрирует общее количество фактов «неисполнения команд диспетчера». В случае подтверждения факта «неисполнения команды диспетчера» значение фактической величины отклонения поставленной мощности <math>\Delta^{j}_{7,m}</math> в расчетном месяце <math>m</math> рассчитывается:</p> $\Delta^{j}_{7,m} = N^{j}_{уст} \cdot K^{j}_{НК} \quad (66),$ <p>где <math>K^{j}_{НК}</math> – количество зарегистрированных фактов по ГТП <math>j</math> в месяце <math>m</math>.</p>
5.9	<p>СО регистрирует соответствие нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования, установленного в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, фактической длительности включения оборудования в отношении всех единиц генерирующего оборудования <b>(за исключением ЕГО ГЭС/ГАЭС, подлежащих включению)</b>, подлежащих включению:</p> <p>...</p>	<p>СО регистрирует соответствие нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования, установленного в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, фактической длительности включения оборудования в отношении всех <b>ЕГО ГЭС и АЭС</b>, подлежащих включению:</p> <p>...</p>
5.10	<p>Определение номинальных значений скорости набора <math>V^{g}_{ном\_вверх}</math> и скорости сброса <math>V^{g}_{ном\_вниз}</math> нагрузки единиц</p>	<p>Определение номинальных значений скорости набора <math>V^{g}_{ном\_вверх}</math> и скорости сброса <math>V^{g}_{ном\_вниз}</math> нагрузки единиц</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>генерирующего оборудования, отнесенных к блочным ГЕМ, осуществляется СО на основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, а при невыполнении <i>Технических требований</i> – по имеющимся в распоряжении СО данным.</p> <p>В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> СО определяет максимально допустимую скорость набора/сброса нагрузки единиц включенного генерирующего оборудования, входящего в ГТП и отнесенного к блочным <math>g</math>-тым ГЕМ (<math>V_{\text{вверх}}^g / V_{\text{вниз}}^g</math>) и величину снижения указанной скорости по отношению к номинальной скорости набора/сброса нагрузки в отношении включенных в работу соответствующих единиц генерирующего оборудования (<math>V_{\text{ном\_вверх}}^g / V_{\text{ном\_вниз}}^g</math>) на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1.</p> $\Delta^j_{V(+),h} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max(0; V_{\text{ном\_вверх}}^g - V_{\text{вверх},h}^g) \quad (69)$ $\Delta^j_{V(-),h} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max(0; V_{\text{ном\_вниз}}^g - V_{\text{вниз},h}^g) \quad (70)$ $\Delta^j_{9,h} = \Delta^j_{V(+),h} + \Delta^j_{V(-),h}, \quad (71)$ <p>где <math>\Delta^j_{9,h}</math> приведенная величина отклонения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования ГТП при неоднократном участии в суточном регулировании от номинальных значений.</p> <p>Для целей определения <math>\Delta^j_{9,h}</math> в качестве номинальной скорости набора и номинальной скорости сброса нагрузки единиц</p>	<p>генерирующего оборудования, отнесенных к блочным ГЕМ, осуществляется СО на основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, а при невыполнении <i>Технических требований</i> – по имеющимся в распоряжении СО данным.</p> <p>В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> СО на основании данных, заявляемых участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут суток X-2 (для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1), в отношении каждой включенной ЕГО <math>g</math>, отнесенной к блочной ГЕМ, определяет для каждой ГТП <math>j</math> в каждом часе <math>h</math> величину снижения заявленной участником ОРЭМ максимально допустимой скорости набора/сброса нагрузки (<math>V_{\text{вверх}}^g / V_{\text{вниз}}^g</math>) относительно номинальной скорости набора/сброса нагрузки ЕГО <math>g</math> (<math>V_{\text{ном\_вверх}}^g / V_{\text{ном\_вниз}}^g</math>):</p> $\Delta^j_{V(+),h} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max(0; V_{\text{ном\_вверх}}^g - V_{\text{вверх},h}^g) \quad (69)$ $\Delta^j_{V(-),h} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max(0; V_{\text{ном\_вниз}}^g - V_{\text{вниз},h}^g), \quad (70)$ <p>а также приведенную величину отклонения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании относительно номинальных значений:</p> $\Delta^j_{9,h} = \Delta^j_{V(+),h} + \Delta^j_{V(-),h}. \quad (71)$ <p>Для целей определения <math>\Delta^j_{9,h}</math> в качестве номинальной скорости набора/сброса нагрузки ЕГО <math>g</math> (<math>V_{\text{ном\_вверх}}^g / V_{\text{ном\_вниз}}^g</math>) принимаются величины, определенные по результатам</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>генерирующего оборудования (<math>V_{ном\_вверх}^g V_{ном\_вниз}^g</math>) принимаются величины, определенные по результатам комплексных испытаний генерирующего оборудования, проведенных в соответствии с <i>Правилами проведения испытаний</i> [10].</p> <p>В случае отсутствия величин, определенных по результатам комплексных испытаний генерирующего оборудования, для целей определения <math>\Delta_{9,h}^j</math> в качестве номинальной скорости набора и номинальной скорости сброса нагрузки единиц генерирующего оборудования принимаются величины представленные участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с <i>Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка</i> [8.13] в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12/12А (приложение 1 к данному Положению) и (или) учтенных в расчетной модели ЕЭС России в соответствии с <i>Регламентом внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы</i> [8.14].</p> <p>Величина <math>\Delta_{9,h}^j</math> определяется только в те часы, когда генерирующее оборудование находилось в работе.</p>	<p>комплексных испытаний генерирующего оборудования, проведенных в соответствии с <i>Правилами проведения испытаний</i> [10].</p> <p>В случае отсутствия величин, определенных по результатам комплексных испытаний генерирующего оборудования, принимаются величины представленные участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с <i>Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка</i> [8.13] в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12/12А (приложение 1 к данному Положению) и (или) учтенных в расчетной модели ЕЭС России в соответствии с <i>Регламентом внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы</i> [8.14].</p> <p>Величина <math>\Delta_{9,h}^j</math> определяется только в те часы, когда генерирующее оборудование находилось в работе.</p>
7	<p><b>Особенности определения способности оборудования генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии</b></p> <p><b>7.1. Порядок определения выполнения требования о соблюдении совокупного срока ремонтов на данный год для генерирующего оборудования объектов ВИЭ</b></p> <p>Плановая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки на каждый час суток <math>h</math> и по каждой ГТП генерации <math>j</math> квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – <i>объекты ВИЭ</i>), – <math>N_{maxh}^j (CO)</math>,</p>	<p><b>Особенности определения способности оборудования генерирующих объектов ДПМ ВИЭ (солнце/ветер), заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года</b></p> <p><b>7.1. Порядок определения выполнения требования о соблюдении совокупного срока ремонтов на данный год</b></p> <p>Плановая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки на каждый час суток <math>h</math> и по каждой ГТП генерации <math>j</math> квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (<b>солнце/ветер</b>) (далее – <i>объекты ВИЭ</i>)</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>определяется СО как значение установленной мощности, уменьшенное на величину согласованных плановых ремонтных снижений мощности (<math>\Delta_{1,h}^j(CO)</math>):</p> $N_{\max h}^j(CO) = \max\{0; \min\{N_{\text{ПОм}}^j; N_{\text{устм}}^j\} - \Delta_{1,h}^j(CO)\}, \text{МВт} \quad (72.1)$ <p>Регистрация согласованных плановых ремонтных снижений, относимых к <math>\Delta_{1,h}^j(CO)</math>, осуществляется СО в порядке, соответствующем установленному в п.п. 5.3.1. настоящего Порядка установления соответствия:</p> <p>Если начиная с некоторого часа А текущего месяца суммарный объем ремонтов, согласованных СО в текущем году по ГТП объекта ВИЭ, начинает превышать плановый объем ремонтов, j-й ГТП <math>\Delta_{nl}^j</math>, определенный в соответствии с п. 5.3.2.2 настоящего Порядка установления соответствия, СО рассчитывает итоговое значение <math>\Delta_{1,h}^j</math>:</p> <p>если <math>h &gt; A</math>, то <math>\Delta_{1,h}^j = \max\{0; \Delta_{1,h}^j(CO)\}</math>, МВт; (72.2)</p> <p>если <math>h = A</math>, то <math>\Delta_{1,h}^j = \max\left(0; \sum_{h \leq A} \Delta_{1,h}^j(CO) - \Delta_{nl}^j\right)</math>, МВт. (72.3)</p> <p>Если суммарный объем ремонтов, согласованных СО в текущем году по ГТП объекта ВИЭ, не превышает плановый объем ремонтов, то <math>\Delta_{1,h}^j = 0</math>.</p> <p><b>7.2. Порядок определения готовности к отключению по команде СО генерирующего оборудования объектов электростанций ВИЭ</b></p> <p>Диспетчер СО в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима имеет право отдать команду об отключении от сети генерирующего оборудования объектов ДПМ ВИЭ. В таком случае оперативный персонал</p>	<p>(солнце/ветер)), – <math>N_{\max h}^j(CO)</math>, определяется СО как значение установленной мощности, уменьшенное на величину согласованных плановых ремонтных снижений мощности (<math>\Delta_{1,h}^j(CO)</math>):</p> $N_{\max h}^j(CO) = \max\{0; \min\{N_{\text{ПОм}}^j; N_{\text{устм}}^j\} - \Delta_{1,h}^j(CO)\}, \text{МВт} \quad (72.1)$ <p>Регистрация согласованных плановых ремонтных снижений, относимых к <math>\Delta_{1,h}^j(CO)</math>, осуществляется СО в порядке, соответствующем установленному в п.п. 5.3.1. настоящего Порядка установления соответствия:</p> <p>Если начиная с некоторого часа А текущего месяца суммарный объем ремонтов, согласованных СО в текущем году по ГТП объекта ВИЭ (солнце/ветер), начинает превышать плановый объем ремонтов, j-й ГТП <math>\Delta_{nl}^j</math>, определенный в соответствии с п. 5.3.2.4 настоящего Порядка установления соответствия, СО рассчитывает итоговое значение <math>\Delta_{1.3,h}^j</math>:</p> <p>если <math>h &gt; A</math>, то <math>\Delta_{1.3,h}^j = \max\{0; \Delta_{1,h}^j\}</math>, МВт; (72.2)</p> <p>если <math>h = A</math>, то <math>\Delta_{1.3,h}^j = \max\{0; \sum_{\substack{\tilde{h} \leq A \\ \tilde{h} \in Y}} \Delta_{1,\tilde{h}}^j - \Delta_{\text{пл}}^j\}</math>, МВт. (72.3)</p> <p>Если суммарный объем ремонтов, согласованных СО в текущем году по ГТП объекта ВИЭ (солнце/ветер), не превышает плановый объем ремонтов, то <math>\Delta_{1.3,h}^j = 0</math>.</p> <p><b>7.2. Порядок определения готовности к отключению генерирующего оборудования по команде СО</b></p> <p>Диспетчер СО в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима имеет право отдать команду об отключении от сети генерирующего оборудования объектов ВИЭ (солнце/ветер). В таком случае оперативный персонал объекта ВИЭ (солнце/ветер) должен обеспечить отключение генерирующего оборудования от сети с полным</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>объекта <b>ДПМ</b> ВИЭ должен обеспечить отключение генерирующего оборудования от сети с полным прекращением выдачи мощности, начиная с момента времени, заданного командой СО, и до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график.</p> <p>В случае регистрации команд на отключение генерирующего оборудования объекта <b>ДПМ</b> ВИЭ СО через 1 минуту от времени отключения объекта <b>ДПМ</b> ВИЭ, заданного командой СО, определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния оборудования эксплуатационному состоянию, заданному СО (отключенному). В случае неотключения или несогласованного с СО включения в сеть генерирующего оборудования, зарегистрированного по данным СОТИАССО до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график, СО регистрирует факт неисполнения команды диспетчера по соответствующей ГТП объекта <b>ДПМ</b> ВИЭ.</p> <p>При наличии зарегистрированных случаев неисполнения команды диспетчера СО на отключение генерирующего оборудования объекта ВИЭ значение объема невыполнения требований <math>\Delta^j_{10,m}</math> в расчетном месяце <math>m</math> рассчитывается:</p> $\Delta^j_{10,m} = N^j_{ПО} \cdot K^j_{НК}, \text{ МВт.} \quad (72.4)$ <p>где <math>K^j_{НК}</math> – количество зарегистрированных фактов неисполнения команды диспетчера по ГТП в месяце <math>m</math>.</p>	<p>прекращением выдачи мощности, начиная с момента времени, заданного командой СО, и до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график.</p> <p>В случае регистрации команд на отключение генерирующего оборудования объекта ВИЭ <b>(солнце/ветер)</b> СО через 1 минуту от времени отключения объекта ВИЭ <b>(солнце/ветер)</b>, заданного командой СО, определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния оборудования эксплуатационному состоянию, заданному СО (отключенному). В случае неотключения или несогласованного с СО включения в сеть генерирующего оборудования, зарегистрированного по данным СОТИАССО до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график, СО регистрирует факт неисполнения команды диспетчера по соответствующей ГТП <b>генерации</b> объекта ВИЭ <b>(солнце/ветер)</b>.</p> <p>При наличии зарегистрированных случаев неисполнения команды диспетчера СО на отключение генерирующего оборудования объекта ВИЭ <b>(солнце/ветер)</b> значение объема невыполнения требований <math>\Delta^j_{10,m}</math> в расчетном месяце <math>m</math> рассчитывается:</p> $\Delta^j_{10,m} = N^j_{ПО} \cdot K^j_{НК}, \text{ МВт.} \quad (72.4)$ <p>где <math>K^j_{НК}</math> – количество зарегистрированных фактов неисполнения команды диспетчера по ГТП в месяце <math>m</math>.</p>
<b>Приложение 3</b>	<p><b>Методика определения регулировочной мощности ГЭС</b></p> <p>Регулировочная мощность ГЭС (<math>N^{рег}_{ГЭС}</math>, МВт) – это мощность, которую ГЭС может набрать неоднократно (не менее 2-х раз) в течение суток из остановленного состояния не более чем за 20 минут и удерживать в течение 40 последующих минут. Регулировочная мощность определяется для каждой ГТП ГЭС, в том числе для ГЭС, работающих по водотоку.</p>	<p><b>Методика определения регулировочной мощности ГЭС</b></p> <p>Регулировочная мощность ГЭС <b>(ГАЭС)</b> (<math>N^{рег}_{ГЭС}</math>, МВт) – это мощность, которую ГЭС <b>(ГАЭС)</b> может набрать неоднократно (не менее 2-х раз) в течение суток из остановленного состояния не более чем за 20 минут и удерживать в течение 40 последующих минут. Регулировочная мощность определяется для каждой ГТП ГЭС <b>(ГАЭС)</b>, в том числе для ГЭС <b>(ГАЭС)</b>, работающих по водотоку.</p>



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>Под ГЭС, работающей по водотоку, понимается гидроэлектростанция, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования), а также ГЭС, регулировочные возможности водохранилища которых фактически не могут быть использованы из-за сложившейся водохозяйственной обстановки или исходя из технического состояния гидротехнических сооружений.</p> <p>Регулировочная мощность <math>j</math>-той ГТП ГЭС заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2. Регулировочная мощность <math>j</math>-той ГТП ГЭС определяется для каждой гидроэлектростанции, являющейся участницей оптового рынка.</p> <p>I. Регулировочная мощность ГЭС, за исключением ГЭС, работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из среднесуточной располагаемой мощности ГЭС (<math>N_{ГЭС}^{расч}</math>, МВт), определенной с учетом собственных ограничений установленной мощности, максимальной нагрузки ГЭС в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть соответствующих наибольшей величине мощности, возможной к выдаче в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах (<math>N_{ГЭС}^{сст}</math>, МВт), и произведения скорости набора нагрузки ГЭС (<math>v_{ГЭС}^{нагр}</math>) на 20 минут: <math>N_{ГЭС}^{рег} = \min\{N_{ГЭС}^{расч}, N_{ГЭС}^{сст}, 20 \cdot v_{ГЭС}^{нагр}\}</math>.</p> <p>Среднесуточная располагаемая мощность ГЭС (<math>N_{ГЭС}^{расч}</math>) равна среднеарифметическому значению располагаемой мощности ГЭС на каждый час суток, т.е. <math>N_{ГЭС}^{расч} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} N_{ГЭС}^{расч,i}</math>. Регулировочная мощность ГЭС определяется без учета суточных ограничений по режимам водопользования. К ограничениям на выдачу мощности в сеть относятся ограничения на выдачу мощности с шин ГЭС по условиям обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, обеспечения</p>	<p>Под ГЭС (ГАЭС), работающей по водотоку, понимается гидроэлектростанция, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования), а также ГЭС (ГАЭС), регулировочные возможности водохранилища которых фактически не могут быть использованы из-за сложившейся водохозяйственной обстановки или исходя из технического состояния гидротехнических сооружений.</p> <p>Под «малой водоточной ГЭС» понимается ГЭС, работающая по водотоку, с установленной мощностью менее 25 МВт, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования).</p> <p>Для отнесения к малым водоточным ГЭС участник оптового рынка представляет в СО заверенную уполномоченным лицом участника оптового рынка выписку из проектной документации, подтверждающую отсутствие регулирующего водохранилища, в том числе бассейна суточного регулирования, а также расчет величины расхода воды через ГА ГЭС (<math>Q_{i,arp}^{расч\ нап.}</math>), соответствующего расчетному напору.</p> <p>Регулировочная мощность <math>j</math>-той ГТП ГЭС (ГАЭС) заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2. Регулировочная мощность <math>j</math>-той ГТП ГЭС (ГАЭС) определяется для каждой гидроэлектростанции, являющейся участницей оптового рынка.</p> <p>I. Регулировочная мощность ГЭС (ГАЭС), за исключением ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из среднесуточной располагаемой мощности ГЭС (ГАЭС) (<math>N_{ГЭС}^{расч}</math>, МВт), определенной с учетом собственных ограничений установленной мощности, максимальной нагрузки</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>статической устойчивости и недопущения токовых перегрузок в сечении выдачи мощности электростанции (линии электропередачи, непосредственно отходящие от шин ГЭС), при этом влияние нагрузки других электростанций в соответствующем энергорайоне не учитывается.</p> <p>Скорость набора нагрузки ГЭС определяется как:</p> $v_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = \max\left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{t_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}}}; \frac{N_{\text{max, k}}^{\text{ГЭС}_20 \text{ заявл}}}{20}\right), \text{ МВт/мин}$ <p>где:  <math>N_{\text{max, k}}^{\text{ГЭС}_20 \text{ заявл}}</math> – заявленная участником рынка максимальная мощность, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора нагрузки ГЭС в соответствии с данными, предоставленными участником оптового рынка в СО в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>;</p> <p><math>N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}</math> – установленная мощность ГЭС;  <math>t_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}}</math> – суммарное время набора нагрузки из остановленного состояния ГЭС до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов, определяемое в соответствии со Сводной таблицей нормативных времен набора/сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО, утвержденной Директором по управлению режимов ЕЭС – Главным диспетчером.</p> <p>Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС (<math>N_{\text{ГТП}}^{j \text{ пез}}</math>, МВт) определяется исходя из двух условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>сумма регулировочных мощностей j-тых ГТП ГЭС (<math>N_{\text{ГТП}}^{j \text{ пез}}</math>) должна быть равна регулировочной мощности ГЭС (<math>N_{\text{ГЭС}}^{\text{пез}}</math>) в целом, то есть <math>N_{\text{ГЭС}}^{\text{пез}} = \sum_{\text{ГТП} \in \text{ГЭС}} N_{\text{ГТП}}^{j \text{ пез}}</math>.</li> <li>регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС (<math>N_{\text{ГТП}}^{j \text{ пез}}</math>) не должна превышать среднесуточную располагаемую</li> </ul>	<p>ГЭС (ГАЭС) в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть соответствующих наибольшей величине мощности, возможной к выдаче в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах (<math>N_{\text{ГЭС}}^{\text{cem}}</math>, МВт), и произведения скорости набора нагрузки ГЭС (ГАЭС) (<math>v_{\text{нагр}}^{\text{нагр}}</math>) на 20 минут: <math>N_{\text{ГЭС}}^{\text{пез}} = \min\{N_{\text{ГЭС}}^{\text{расч}}, N_{\text{ГЭС}}^{\text{cem}}, 20 \cdot v_{\text{нагр}}^{\text{нагр}}\}</math>. Среднесуточная располагаемая мощность ГЭС (ГАЭС) (<math>N_{\text{ГЭС}}^{\text{расч}}</math>) равна среднеарифметическому значению располагаемой мощности ГЭС (ГАЭС) на каждый час суток, т.е. <math>N_{\text{ГЭС}}^{\text{расч}} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} N_{\text{ГЭС}}^{\text{расч}, i}</math>.</p> <p>Регулировочная мощность ГЭС (ГАЭС) определяется без учета суточных ограничений по режимам водопользования. К ограничениям на выдачу мощности в сеть относятся ограничения на выдачу мощности с шин ГЭС (ГАЭС) по условиям обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, обеспечения статической устойчивости и недопущения токовых перегрузок в сечении выдачи мощности электростанции (линии электропередачи, непосредственно отходящие от шин ГЭС (ГАЭС)), при этом влияние нагрузки других электростанций в соответствующем энергорайоне не учитывается.</p> <p>Скорость набора нагрузки ГЭС (ГАЭС) определяется как:</p> $v_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = \max\left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{t_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}}}; \frac{N_{\text{max, k}}^{\text{ГЭС}_20 \text{ заявл}}}{20}\right), \text{ МВт/мин}$ <p>где:  <math>N_{\text{max, k}}^{\text{ГЭС}_20 \text{ заявл}}</math> – заявленная участником рынка максимальная мощность, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора нагрузки ГЭС (ГАЭС) в соответствии с данными, предоставленными участником оптового рынка в СО в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>;</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>мощность j-той ГТП ГЭС (<math>N_{ГТП}^{j,рас}</math>, МВт), то есть</p> $N_{ГТП}^{j,рег} \leq N_{ГТП}^{j,расч}$ <p>II. Регулировочная мощность ГТП ГЭС, работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из расчетной величины (<math>N_{расч,k}^{j,ГЭС}</math>) и максимальной нагрузки соответствующей ГТП j, зависящей от максимальной нагрузки ГЭС в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах (<math>N_k^{j,ГЭС,сет}</math>):</p> $N_{ГТП}^{j,рег} = \min\{N_{расч,k}^{j,ГЭС}; N_k^{j,ГЭС,сет}\}$ <p><math>N_{расч,k}^{j,ГЭС}</math> – максимальная расчетная мощность водоточных ГЭС, определяемая для состава гидроагрегатов (далее – ГА), актуального на дату, на которую осуществляется расчет (вне зависимости от нахождения ГА в ремонтах), по формуле:</p> $N_{расч,k}^{j,ГЭС} = \sum_{i \in j} N_{расч,k}^{i,агр} = \frac{9,8}{1000} * \sum_{i \in j} (\eta_{i,агр} * Q_{i,агр}^{max} * H_{i,агр}),$ <p>(МВт)</p> <p>где:</p> <p><math>\eta_{агр}</math> – коэффициент полезного действия ГА, равный 80%;</p> <p><math>H_{i,агр}</math> – фактический среднесуточный напор за прошедшие сутки X-3;</p> <p><math>Q_{i,агр}^{max}</math> – максимально возможный расход воды через ГЭС, соответствующий фактическому среднесуточному расходу воды через ГА ГЭС (<math>Q_{i,агр}^{ср.сут.факт}</math>) за прошедшие сутки X-3:</p> $Q_{i,агр}^{max} = Q_{i,агр}^{ср.сут.факт}$ <p>Если ГЭС не предоставлена в СО информация по фактическому среднесуточному напору, то регулировочная мощность всех ГТП ГЭС принимается равной нулю. При невозможности определения максимально возможного расхода воды через ГА ГЭС, влияющего на расчет регулировочной мощности, регулировочная мощность принимается равной нулю.</p> <p>Точность исходных данных во всех расчетах следующая:</p>	<p><math>N_{уст}^{ГЭС}</math> – установленная мощность ГЭС (ГАЭС);</p> <p><math>t_{нагр}^{ГЭС}</math> – суммарное время набора нагрузки из остановленного состояния ГЭС (ГАЭС) до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов, определяемое в соответствии со Сводной таблицей нормативных времен набора/сброса нагрузки по ГЭС (ГАЭС), являющихся ГОУ различных уровней СО, утвержденной Директором по управлению режимов ЕЭС – Главным диспетчером.</p> <p>Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС (ГАЭС) (<math>N_{ГТП}^{j,рег}</math>, МВт) определяется исходя из двух условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>сумма регулировочных мощностей j-тых ГТП ГЭС (ГАЭС) (<math>N_{ГТП}^{j,рег}</math>) должна быть равна регулировочной мощности ГЭС (<math>N_{ГЭС}^{рег}</math>) в целом, то есть</li> </ul> $N_{ГЭС}^{рег} = \sum_{ГТП \in ГЭС} N_{ГТП}^{j,рег}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС (ГАЭС) (<math>N_{ГТП}^{j,рег}</math>) не должна превышать среднесуточную располагаемую мощность j-той ГТП ГЭС (ГАЭС) (<math>N_{ГТП}^{j,рас}</math>, МВт), то есть <math>N_{ГТП}^{j,рег} \leq N_{ГТП}^{j,рас}</math>.</li> </ul> <p>II. Регулировочная мощность ГТП ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из расчетной величины (<math>N_{расч,k}^{j,ГЭС}</math>) и максимальной нагрузки соответствующей ГТП j, зависящей от максимальной нагрузки ГЭС (ГАЭС) в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах (<math>N_k^{j,ГЭС,сет}</math>):</p> $N_{ГТП}^{j,рег} = \min\{N_{расч,k}^{j,ГЭС}; N_k^{j,ГЭС,сет}\}$ <p><math>N_{расч,k}^{j,ГЭС}</math> – максимальная расчетная мощность водоточных ГЭС (ГАЭС), определяемая для состава гидроагрегатов (далее –</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Напор с точностью до сотых долей метра;</li> <li>2. Расход с точностью до десятых долей метров кубических в секунду.</li> </ol>	<p>ГА), актуального на дату, на которую осуществляется расчет (вне зависимости от нахождения ГА в ремонтах), по формуле:</p> $N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}} = \sum_{i \in j} N_{\text{расч},k}^{i,\text{агр}} = \frac{9,8}{1000} * \sum_{i \in j} (\eta_{i,\text{агр}} * Q_{i,\text{агр}}^{\text{max}} * H_{i,\text{агр}}),$ <p>(МВт)</p> <p>где:</p> <p><math>\eta_{\text{агр}}</math> – коэффициент полезного действия ГА, равный 80%.</p> <p><math>H_{i,\text{агр}}</math> – фактический среднесуточный напор за прошедшие сутки X-3. Для малых водоточных ГЭС – расчетный напор (<math>H_{i,\text{агр\_расч}}</math>), обеспечивающий выдачу мощности ГЭС в полном объеме в соответствии с паспортными данными оборудования, представленными участником оптового рынка для целей аттестации генерирующего оборудования в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9.], а при отсутствии указанных данных – фактический среднесуточный напор за прошедшие сутки X-3;</p> <p><math>Q_{i,\text{агр}}^{\text{max}}</math> – максимально возможный расход воды через ГЭС (ГАЭС), соответствующий фактическому среднесуточному расходу воды через ГА ГЭС (ГАЭС) (<math>Q_{i,\text{агр}}^{\text{ср.сут.факт}}</math>) за прошедшие сутки X-3: <math>Q_{i,\text{агр}}^{\text{max}} = Q_{i,\text{агр}}^{\text{ср.сут.факт}}</math>. Для малых водоточных ГЭС – расход воды через ГА ГЭС, соответствующий расчетному напору <math>H_{i,\text{агр\_расч}}</math>, представленный участником рынка в СО в соответствии с Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], а при отсутствии данных расчетного напора <math>H_{i,\text{агр\_расч}}</math> – максимально возможный расход воды через ГЭС, соответствующий фактическому среднесуточному расходу воды через ГА ГЭС (<math>Q_{i,\text{агр}}^{\text{ср.сут.факт}}</math>) за прошедшие сутки X-3: <math>Q_{i,\text{агр}}^{\text{max}} = Q_{i,\text{агр}}^{\text{ср.сут.факт}}</math>.</p> <p>Если ГЭС (ГАЭС) не предоставлена в СО информация по фактическому среднесуточному напору, то регулировочная мощность всех ГТП ГЭС (ГАЭС) принимается равной нулю. При невозможности определения максимально возможного расхода</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
		<p>воды через ГА ГЭС (ГАЭС), влияющего на расчет регулировочной мощности, регулировочная мощность принимается равной нулю.</p> <p>Точность исходных данных во всех расчетах следующая:</p> <ol style="list-style-type: none"><li data-bbox="1339 284 1966 316">1. Напор с точностью до сотых долей метра;</li><li data-bbox="1339 320 2123 387">2. Расход с точностью до десятых долей метров кубических в секунду.</li></ol>