

Требования оптового рынка, определяющие
готовность генерирующего оборудования к
выработке электроэнергии.
Недопоставка мощности.

Сокращения, применяемые в презентации:

АВРЧМ – автоматическое вторичное регулирование мощности

ВSVGО – выбор состава включенного генерирующего оборудования

ЕГО – единица генерирующего оборудования

НПРЧ – нормированное первичное регулирование мощности

ОДЗ – оперативная диспетчерские заявка

ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии

ОУ – оперативное уведомление

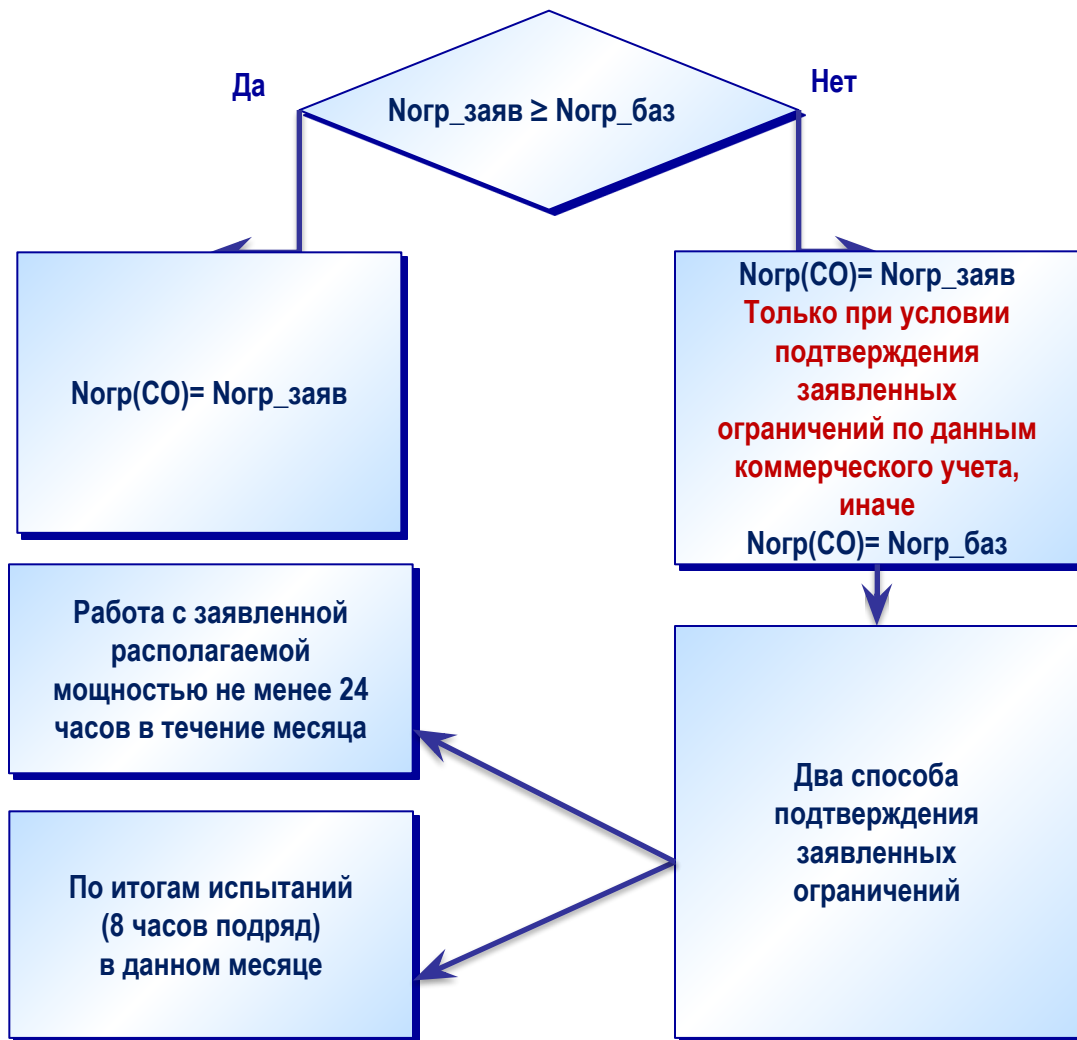
РСВ – «рынок на сутки вперед» (подача макетов осуществляется на сутки X+2)

СО - системный оператор

Сутки X – текущие сутки

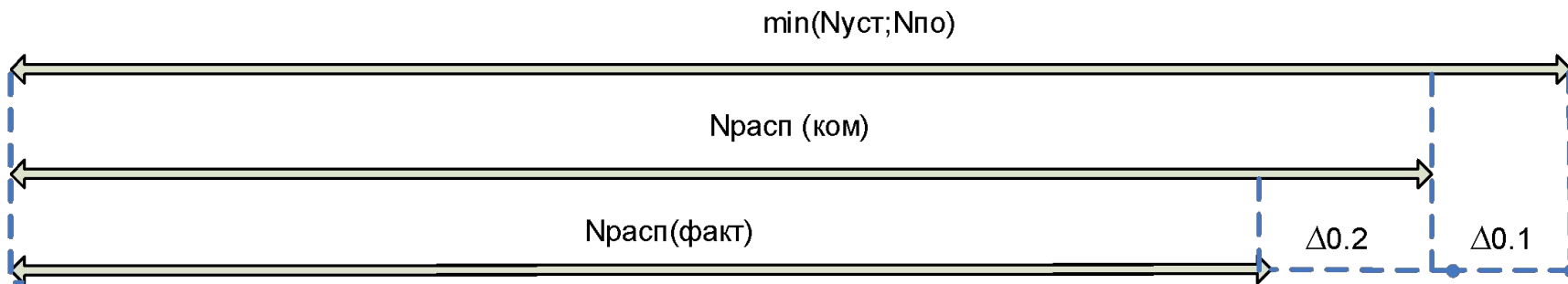
№	Событие/дельта	Значение коэф-та
1	Признак «не готов к участию в ОПРЧ»	0,01
2	Неучастие к ОПРЧ , зафиксированное СО по результатам мониторинга	0,04
3	Q	0,03
4	СОТИАССО	0,02
5	$\Delta 1.3$ – превышение суммарного объема плановых ремонтов, учтенных в годовом графике	0,02
6	$\Delta 1.1, \Delta 1.2$ – длительные плановые ремонты (сверх 180 суток в год и 360 суток за 4 года)	1,0
7	$\Delta 0.1$ - согласованные ограничения, заявленные в КОМ	1,0
8	$\Delta 0.2$ - согласованные ограничения сверх заявленных в КОМ	1,05
9	$\Delta 2.1_{\max}$ - снижение максимальной мощности, учтенное при ВСВГО (до 120 часов в месяц)	0,3
10	$\Delta 2.1(120)_{\max}$ - снижение максимальной мощности, учтенное при ВСВГО (более 120 часов в месяц)	1,05
11	$\Delta 2.1_{\min}$ - увеличение минимальной мощности, учтенное при ВСВГО	0,15
12	$\Delta 2.2$ ($\Delta 2.2 = \Delta 2.1_{\max} + \Delta 2.1_{\min}$) - снижение/увеличение максимальной/минимальной мощности, учтенное в РСВ	1,075
13	$\Delta 8.1$ - согласованное увеличение времени включения в сеть	1,75
14	$\Delta 8.2$ - несогласованное увеличение времени включения в сеть	3
15	$\Delta 9$ - снижение скорости сброса/набора нагрузки	0,15
16	$\Delta 3$ - снижение мощности в ценовой заявке РСВ	1,3
17	$\Delta 4$ ($\Delta 4 = \Delta 4_{\max} + \Delta 4_{\min}$) - увеличение/снижение мощности по оперативному уведомлению	1,25
18	$\Delta 6$ - несоблюдение заданного состава оборудования	1,9
19	$\Delta 5$ - снижение/увеличение максимальной/минимальной мощности в час поставки	1,5
20	$\Delta 7$ - неисполнение команд диспетчера	0,05

- Предельный объем поставки мощности. Установленная, располагаемая и максимальная мощность, готовая к несению нагрузки;
- Технический и технологический минимум, минимальная мощность включенного блочного генерирующего оборудования;
- Своевременность включения в сеть генерирующего оборудования;
- Скорость изменения нагрузки блочного генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.

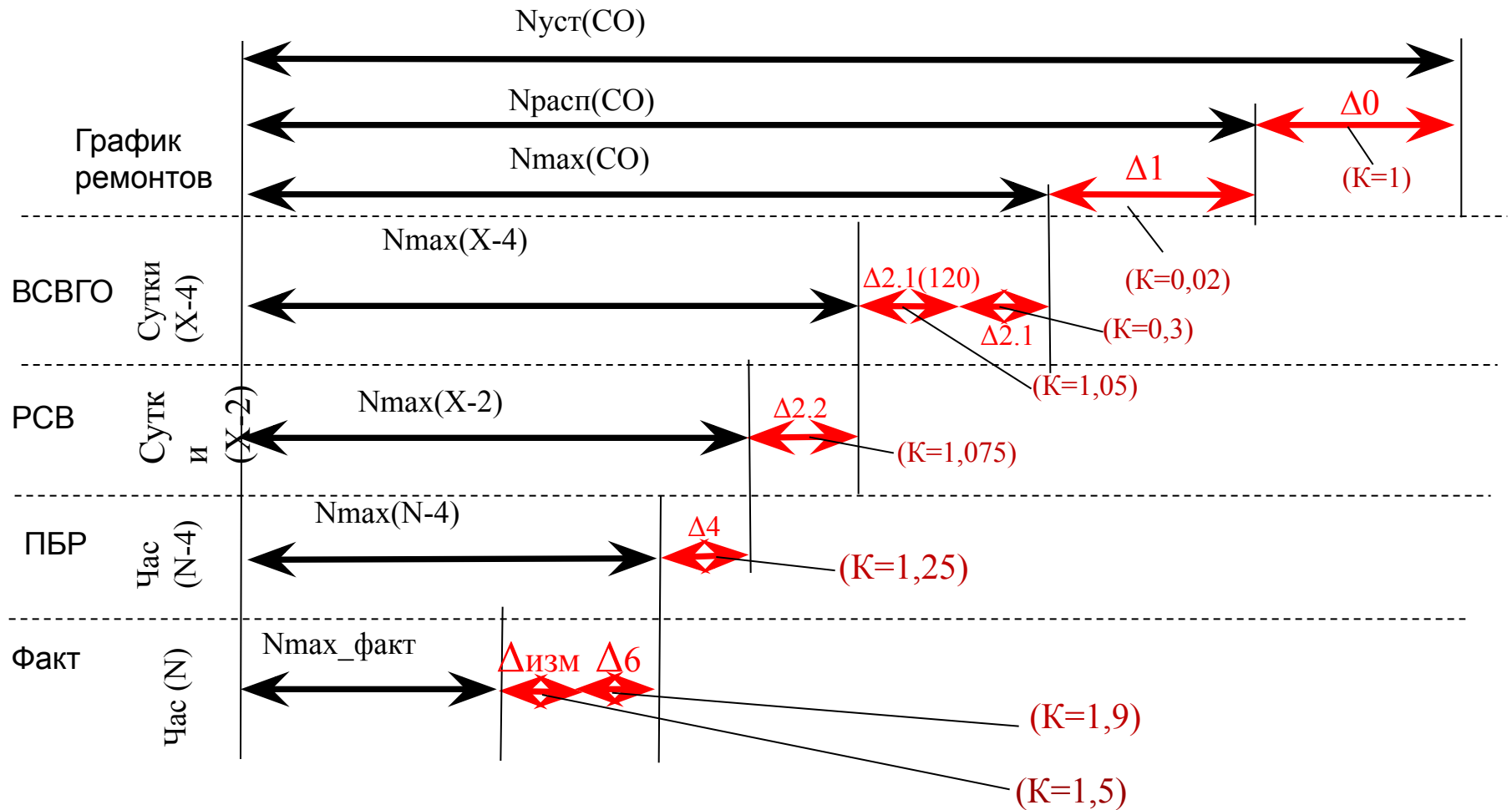


- 1. Базовые ограничения (Nогр_баз)** – величина ограничений, ранее зарегистрированная СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года
- 2. Заявленные ограничения (Nогр_заяв)** – среднемесячная величина заявленных до начала месяца ограничений
- 3. Данные коммерческого учета** – данные о почасовых значениях выработки электроэнергии, предоставленные Коммерческим оператором

Снижение фактической располагаемой мощности относительно предельного объема поставки



Снижение мощности, относимое к $\Delta 0.1$ штрафуются с коэффициентом 1, а относимое к $\Delta 0.2$ с коэффициентом 1,05.



Плановое снижение мощности $\Delta 1$ регистрируется:

- по плановым диспетчерским заявкам в соответствии с утвержденным месячным графиком ремонтов;
- по неплановым/неотложным диспетчерским заявкам (ремонт или ЗРР):
 - для оборудования, участвующего в НПРЧ и/или АВРЧМ в период до 72 часов в месяц;
 - для ремонтов выходного дня;
 - при переносе сроков планового ремонта по инициативе СО;
 - для регулировок оборудования, включенного досрочно после капитального или среднего ремонта до окончания планового срока ремонта (приемо-сдаточные испытания, наладка).

Участник рынка не позднее 1 декабря года, предшествующего отчетному согласовывает не штрафуемый плановый объем ремонтов.

Снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении участника ОРЭМ о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 10:00 мск.вр. суток X-2.

- **Ограничение длительности «нештрафуемых» плановых ремонтов:**
- для ТЭС – 180 дней в год и 360 дней за 4 года.
- **Если с некоторого часа календарного года в отношении единицы генерирующего оборудования совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО, за календарный год превышает 180 суток, то начиная с указанного часа по соответствующей ГТП СО рассчитывает величину: $\Delta 1.1$.**
- **Если в период 4 лет до некоторого часа календарного года в отношении единицы генерирующего оборудования совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО, превышает 360 суток, то начиная с указанного часа по соответствующей ГТП СО рассчитывает величину: $\Delta 1.2$.**
- **Пока суммарный объём зарегистрированных снижений мощности $\Delta 1$ не превышает плановый объём ремонтов $\Delta_{пл}$ (годовую ремонтную площадку), $\Delta 1.3$ при расчёте факта поставки мощности принимается равной нулю.
При превышении суммарного объёма зарегистрированных снижений мощности $\Delta 1$ над плановым объёмом ремонтов фиксируется $\Delta 1.3$.**

При превышении суммарной длительности ремонта фиксируется $\Delta 1.1$, $\Delta 1.2$ (коэффициент 1,0)
При превышении годовой ремонтной площадки фиксируется $\Delta 1.3$ (коэффициент 0,02)

Пример:

- Оборудование в плановом СР: ПГУ-795
Участник рынка не позднее 1 декабря года, предшествующего отчетному согласовывает **не штрафуемый плановый объем ремонтов**.
Заявленный плановый срок ремонта: с 18.01.2016 до 03.04.2016
Весь срок проведения планового ремонта происходит фиксация **Δ1 (коэффициент 0,00)**
- При увеличении срока проведения ремонта вследствие увеличения объема работ, а так же при условии не согласования с СО данного увеличения в скорректированном месячном графике ремонтов на апрель, происходит начало фиксации **Δ1.3 (коэффициент 0,02)**
- **Стоимость недоплаты при превышении срока планового ремонта ПГУ (КЭС, ТЭЦ) составит 241 000,13 (25 209,13) руб/сут.***

* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:
ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Снижение мощности $\Delta 2.1 \max$ регистрируется на основании неплановых диспетчерских заявок, поданных на ремонт основного и вспомогательного оборудования в срок до 10:00 суток X-4. Если в течение месяца снижение максимальной мощности $\Delta 2.1 \max$, не превышает 120 часов, то СО фиксирует $\Delta 2.1 (120)$ (коэффициент 0,3). При превышении 120 часов СО начиная с некоторого часа рассчитывает величину $\Delta 2.1 \max$ (коэффициент 1,05).

*** Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ):**

для $\Delta 2.1 (120)$ составит: 189,47 (52,52) руб. за 1 час.

для $\Delta 2.1 \max$ составит: 663,13 (183,82) руб. за 1 час.

Снижение мощности $\Delta 2.2$ регистрируется (коэффициент 1,075):

- по неплановым диспетчерским заявкам на ремонт оборудования:
 - поданным не позднее 16:30 суток X-2, в т.ч. продление заявок на плановый ремонт;
 - для непланового продолжения ремонтов, по окончании регистрации $\Delta 4$;
- по неплановым диспетчерским заявкам, не связанным с изменением эксплуатационного состояния оборудования – заявленный режим работы;

*** Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ) составит: 678,92 (188,19) руб. за 1 час.**

*** При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:**

ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Пример:

□ **Оборудование в работе: Блоки-1,2,3,4,5**

При обходе на Блоке 4 выявлен ряд дефектов, требующих устранения, возможного только на остановленном блоке. В случае невозможности отключения в ХР (по режимной ситуации), или размена с каким-либо блоком (все в работе) наиболее целесообразно подать ОДЗ, а так же уведомление о составе и параметрах ГО ([макет ВСВГО](#)) на вывод блока в неплановый ремонт

не позднее 10:00 суток X-4, где X – планируемые сутки вывода блока в ремонт.

□ При этом после отключения блока в ремонт происходит начало фиксации $\Delta 2.1$ (120) в течении 120 часов ремонта (коэффициент 0,3); после превышения 120 часов ремонта начинается фиксация $\Delta 2.1$ max (коэффициент 1,05);

□ Если уведомление и ОДЗ о проведении ремонта подано **позднее** чем 10:00 суток X-4 (этап ВСВГО) но не позднее чем 16:30 суток X-2 ([макет РСВ](#)), то происходит начало фиксации $\Delta 2.2$ max (коэффициент 1,075)

Снижение мощности, отнесенное к ΔZ и связанное с подачей ЦЗ для участия в конкурентном отборе на сутки вперед (коэффициент $K = 1,3$)

СО на основании поданных участником рынка до 14:00 суток $X-1$ ценовых заявок определяет снижение мощности ΔZ как отклонение мощности, указанной в ценовой заявке, от включенной мощности оборудования, указанной в актуализированной расчетной модели (ПДГ):

$$\Delta_{3,h}^j = \max \left\{ 0; \left(N_{вкл,h}^j (CO) - N_{\max,h}^{j,заявка} \right) \right\}$$

Величина ΔZ не определяется для ГТПГ, имеющих статус монотопливных.

Снижение мощности, отнесенное к $\Delta 4$ регистрируется :

- по неплановым/неотложным диспетчерским заявкам на ремонт оборудования:
 - заявленное участником ОРЭМ в период с 16:30 суток X-2 до часа N-4 суток X (в т.ч. продление заявок на плановый ремонт);
 - для непланового продолжения ремонтов, по окончании регистрации $\Delta 6$;
 - по неплановым диспетчерским заявкам, не связанным с изменением эксплуатационного состояния оборудования – заявленный режим работы или ограничения;
 - при снижении мощности вследствие не вывода оборудования из ремонта в согласованный срок при условии подачи не позднее N-4 часа суток X диспетчерской заявки или оперативного уведомления (ОУ) на продление ремонта.
- **Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ) составит:**
 - **789,44 (218,83) руб. за 1 час.**

* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:
ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Пример:

- Оборудование в работе: Блок №1
При обходе выявлены дефекты:
течь масла подшипника турбины, повышение температуры подшипника, повышение вибрации;

Для устранения дефекта – требуется останов блока.
- При условии подачи неплановой/неотложной ОДЗ на вывод оборудования в ремонт, а так же ОУ не менее чем за 4 часа до фактического останова в ремонт происходит начало фиксации $\Delta 4$ (коэффициент 1,25)

**Снижение по $\Delta 4$ равно установленной мощности единицы генерирующего оборудования.
Регистрируется с часа в котором истекают 4 часа с момента подачи диспетчерской заявки**

Снижение мощности в час фактической поставки:

Включает регистрацию $\Delta 5$, $\Delta 6$, $\Delta 8.1$, $\Delta 8.2$

Несоответствие фактических параметров включенного оборудования заданным определяется как:

$$\Delta 5 = \max \{ \Delta 5^-; \Delta_{\text{изм}}^{\text{max}} \} + \max \{ \Delta 5^+; \Delta_{\text{изм}}^{\text{min}} \}$$

где $\Delta 5^{+/-}$ - отклонение фактического объема по данным АИИС КУ от **УДГ более чем на 5% и 15 МВт**;

$$\Delta_{5,h}^{j-} = \max \{ 0; (N_{\text{УДГ},h}^j + \Delta O_{\text{ИВА},h}^j) - N_{\text{факт},h}^j \}$$

$$\Delta_{5,h}^{j+} = \max \{ 0; N_{\text{факт},h}^j - (N_{\text{УДГ},h}^j + \Delta O_{\text{ИВА},h}^j) \}$$

Δ 5 регистрируется (коэффициент 1,5):

- несоответствие фактических параметров не связанное с отключением;
- по неотложным/аварийным заявкам или ОУ, не связанным с отключением генерирующего оборудования и поданным менее чем за 4 часа до фактической поставки;
- при отключении/невключении из ремонта/резерва корпуса двухкорпусного котла (если второй корпус находится в работе/резерве);
- при отключении/невключении из ремонта/резерва ГТУ в составе ПГУ (если есть другие ГТУ в работе/резерве);
- в случае превышения отклонения от заданной командой диспетчера СО работы на максимальной/минимальной нагрузке на 2% или 3 МВт в течение более 4 часов подряд;
- в случае превышения отклонения от заданного диспетчерским графиком нагрузки на 2% и неисполнения требования диспетчера СО по устранению отклонения;

Пример:

□ Оборудование в работе: Блок 1

При работе блока с нагрузкой 300 МВт произошло отключение ПТН.

При этом **не произошло отключения от сети** и блок остался в работе на ПЭН. Снижение мощности равно 100 МВт. В данном случае происходит фиксация $\Delta 5$, **равная Р сниж. (в нашем случае 100 МВт)**;

* **Стоимость 100 МВт недопоставленной мощности составит: 26 260 руб. за 1 час.**

* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:

ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Пример:

- Оборудование в работе: ПГУ-795

При работе блока с нагрузкой 795 МВт (работа по ДГ) в дневные часы, вследствие повышения температуры наружного воздуха произошло отклонение на величину более 2% (15.9 МВт) от ДГ более чем 4 часа подряд.

- В данном случае происходит фиксация Δ изм, равная разнице между нагрузкой заданной в ДГ и фактической величиной нагрузки блока;
- При работе по команде диспетчера на максимуме нагрузки (в случае ДГ равном минимуму) – фиксация Δ изм начинается при условии отклонения либо на 3 МВт либо на 2% более чем 4 часа подряд от максимальной включенной мощности, в зависимости от того что наступит ранее (в нашем случае это отклонение более чем на 3 МВт)
- Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ) составит: 947,33 (262,60) руб. за 1 час.

* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:
ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Δ6 регистрируется (коэффициент 1,9):

- по неотложным/аварийным заявкам и ОУ, связанным с отключением генерирующего оборудования и поданным менее чем за 4 часа до фактической поставки (между часом фактического отключения оборудования и часом подачи оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки участника оптового рынка менее 4 часов);
- не включении генерирующего оборудования из ремонта;
- (не)включении/(не)отключении оборудования, несогласованном с СО;
- при отключении/не включении корпуса двухкорпусного блока из ремонта (если второй корпус в ремонте);
- при отключении/не включении из ремонта ГТУ в составе ПГУ (если другие ГТУ в ремонте);

Снижение по Δ6 равно установленной мощности единицы генерирующего оборудования.

Регистрируется с часа в котором произошло несогласованное изменения состава оборудования, до часа восстановления состава или до часа, в котором истекают 4 часа с момента подачи диспетчерской заявки.

Длительность Δ6, при условии подачи в течении 4 часов с часа отключения оборудования ОДЗ и уведомлений, всегда равна 4 часам. Во избежание продления снижения по Δ6 более 4 часов – необходима:

- **Корректная подача ОДЗ не позднее 4 часов с часа отключения оборудования**
- **Подача ОУ, в соответствии с поданной ОДЗ не позднее 4 часов с часа отключения оборудования**

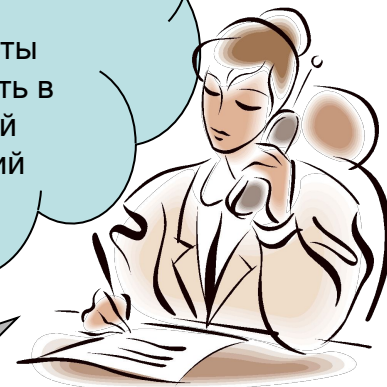
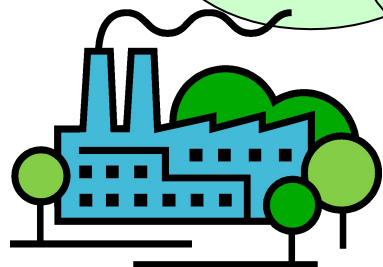
Пример:

- Оборудование в работе: Блок № 5
При работе оборудования произошло межфазное КЗ, срабатывание ДЗ трансформатора, произошло отключение блока от сети;
 - В данном случае происходит подача неплановой/аварийной заявки со снижением 300 МВт на вывод оборудования в ремонт по факту останова и происходит начало фиксации **Δ6 в течении 4 часов с момента отключения;**
 - Далее, при условии что оборудование не включено в сеть в течении 4 часов с момента отключения, происходит фиксация **Δ4.**
 - **Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ) составит: 1199,95 (332,62) руб. за 1 час.**
- * При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:
ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Неисполнение команды диспетчера (НДГ) $\Delta 7$ (коэффициент 0,05)

1. Генерация или скорость изменения нагрузки недопустимо отклоняется более 5% от заданного диспетчером при неоднократном участии в суточном регулировании (объявляется предупреждение);

2. Повторная команда на изменение режима работы ГОУ (доложить в вышестоящий диспетчерский центр)



3. При повторном неисполнении команды по истечении 15 минут диспетчер имеет право объявить регистрацию факта НДГ

Факт НДГ считается подтвержденным (не более одного раза в сутки) при отклонении поставки э/энергии более 2% от УДГ в часы объявления НДГ.

1. СО фиксирует своевременность включения в сеть всего ГО.
2. Δ_8 - регистрируются с часа, на который в ПДГ (ПБР) запланировано включение в сеть или с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок, до наступления одного из следующих событий:
 - времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырёх) часов в случае уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть;
 - первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток $X-2$ в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования заявлен ремонт (вынужденный простой) генерирующего оборудования.
3. В период регистрации данных дельт СО не регистрирует в отношении соответствующего генерирующего оборудования снижение мощности по «дельтам» $\Delta 2.1$, $\Delta 2.2$, $\Delta 4$, $\Delta 6$.
4. Снижение по $\Delta 8.1$, $\Delta 8.2$ равно установленной мощности единицы генерирующего оборудования. В случае невключения одной из ГТУ, или ПТ в составе ПГУ-795, недоплата рассчитывается исходя из мощности невключенной турбины.

Включение по команде диспетчера в минимально короткий срок

В данном случае участник ОРЭ, в течение **одного часа** после получения команды диспетчера на пуск ЕГО в минимально короткий срок, имеет право подать СО оперативное уведомление и диспетчерскую заявку о вынужденных отступлениях от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования.

Включение оборудования, учтенное в ПДГ

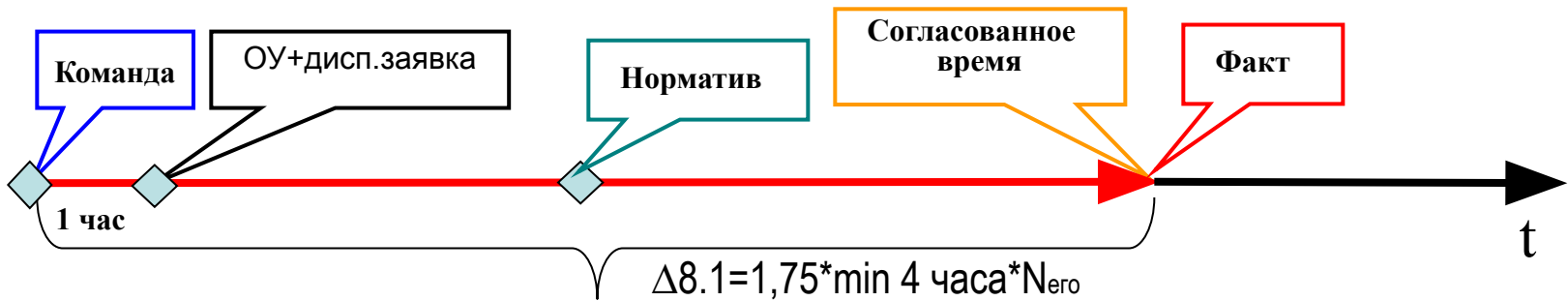
Участник ОРЭ, не позднее чем за **8 часов до часа, на который в ПДГ (ПБР)** запланировано включение, имеет право подать СО оперативное уведомление и диспетчерскую заявку о вынужденных отступлениях от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования или о прекращении пусковых операций.

Включение по команде НЕ в минимально короткий срок

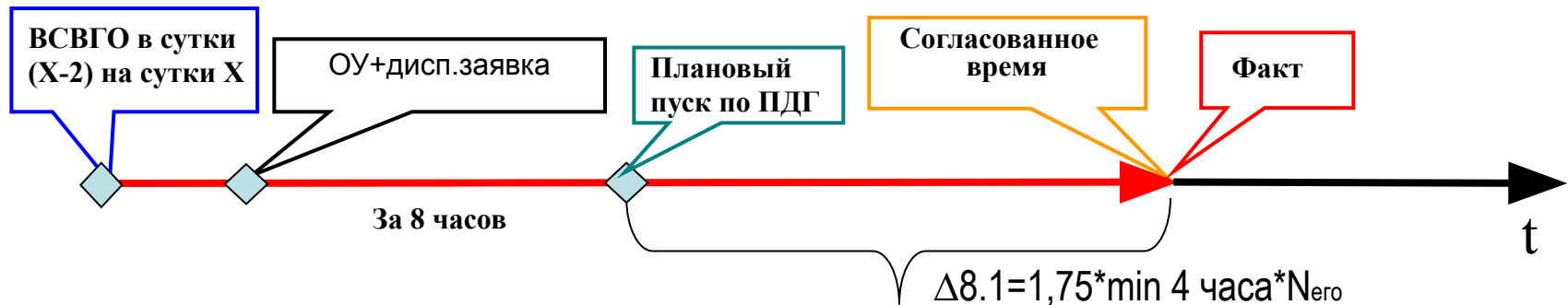
Участник ОРЭ, не позднее чем за **8 часов до часа**, в котором запланировано включение, но не позже чем за **2 часа** с момента получения команды, если **временной интервал между получением команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов**, имеет право подать СО оперативное уведомление и диспетчерскую заявку о вынужденных отступлениях от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования или о прекращении пусковых операций.

При выполнении данных требований применяется «щадящий» коэффициент: 1,75 вместо 3

1. При подаче ОУ об отступлении от нормативного времени в течение часа после отдачи команды



2. При уведомлении за 8 часов СО о нарушении нормативного времени включения, учтенного в ПДГ



- **Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ) составит: 1105,22 (306,36) руб. за 1 час.**

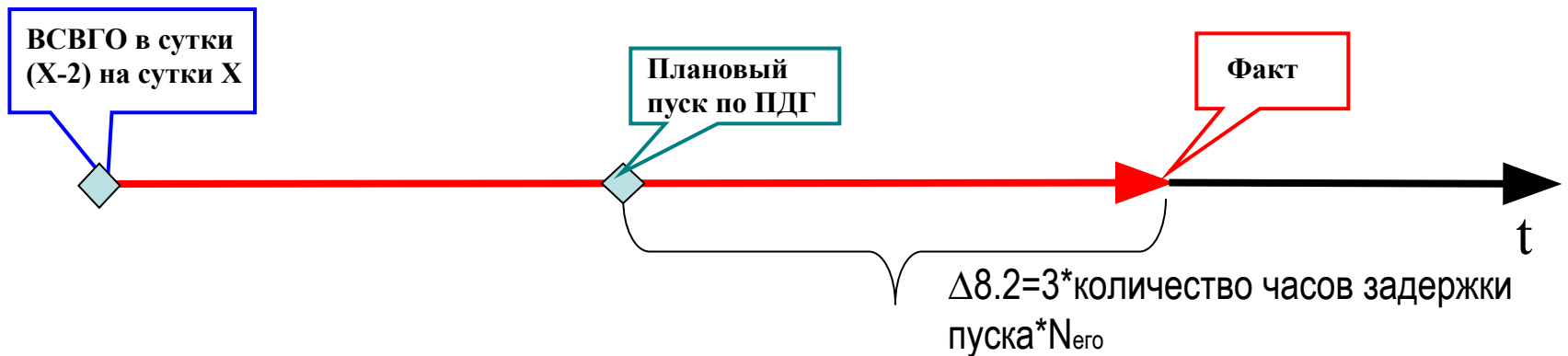
* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:

ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

1. Случай нарушения норматива – «по факту»



2. Без уведомления СО о нарушении нормативного времени включения, учтенного в ПДГ



- **Стоимость 1 МВт недопоставленной мощности для ПГУ (КЭС/ТЭЦ) составит: 1894,66 (525,19) руб. за 1 час.**

* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:
 ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Пример:

- Получена команда на включение в сеть Блока №2 в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима;
- Плановое время включения в сеть от момента получения команды составляет 5 часов.
- После начала пусковых операций обнаружен дефект, увеличивающий время включения от нормативного на 2 ч. (потребовалась чистка сеток ПТН).

При подаче ОУ об отступлении от нормативного времени **в течение часа** после отдачи команды, нарушение «по мощности» будет квалифицироваться по $\Delta 8.1 = 1,75 * \min 4 \text{ часа} * N_{\text{его}}$

При задержке пуска на 2 часа **в случае уведомления СО в течении часа** недоплата составит: $306,36 * 2 * 300 = 183\ 816$ руб.

В случае уведомления СО об увеличении времени включения в сеть сверх норматива, и включении в сеть с задержкой по факту (например на 2 часа), нарушение «по мощности» будет квалифицироваться по $\Delta 8.2 = 3 * \text{количество часов задержки пуска} * N_{\text{его}}$

При задержке пуска на 2 часа **в случае НЕ уведомления СО в течении часа** недоплата составит: $525,19 * 2 * 300 = 315\ 114$ руб.

Снижение мощности, относимое к $\Delta 9$ (коэффициент 0,15):

приведенная величина отклонения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании от номинальных значений.

Определяется только для **блочного** генерирующего оборудования, находившегося в работе и на основании заявленной не позднее 16:30 суток X-2 скорости набора/сброса нагрузки.

Регистрируется величина снижения заявленной скорости по отношению к номинальной (паспортной) скорости набора/сброса нагрузки в отношении включенного в работу генерирующего оборудования:

$$\Delta^j_{V(+),h} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max(0; V_{\text{ном_вверх}}^g - V_{\text{вверх,h}}^g)$$

$$\Delta^j_{V(-),h} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max(0; V_{\text{ном_вниз}}^g - V_{\text{вниз,h}}^g)$$

$$\Delta^j_{9,h} = \Delta^j_{V(+),h} + \Delta^j_{V(-),h}$$

Плановый технологический минимум блоков согласовывается СО в установленном порядке до начала месяца.

Регистрация $\Delta_{2.1_{\min}}$ (коэффициент 0,15) – приращение минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования относительно планового технологического минимума, заявленное в уведомлении субъекта о составе и параметрах, поданном до 10:00 суток X-4.

Регистрация $\Delta_{2.2_{\min}}$ (коэффициент 1) – приращение минимальной мощности включенного блочного оборудования, заявленное в уведомлении субъекта о составе и параметрах не позднее 16:30 суток X-2.

Регистрация $\Delta_{4\min}$ (коэффициент 1,25) – приращение минимальной мощности включенного блочного оборудования, заявленное участником ОРЭ в период с 16:30 суток X-2 до часа N-4.

Регистрация $\Delta_{\text{изм min}}$ (коэффициент 1,5) – приращение минимальной мощности, зарегистрированное по фактическому состоянию включенного блочного генерирующего оборудования в час поставки.

<i>Дельта</i>	<i>ПГУ</i>	<i>КЭС/ТЭЦ</i>
<i>Δ1</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>Δ1_1</i>	<i>631,55</i>	<i>175,06</i>
<i>Δ1_2</i>	<i>631,55</i>	<i>175,06</i>
<i>Δ1_3</i>	<i>12,63</i>	<i>3,50</i>
<i>Δ2_1_max</i>	<i>663,13</i>	<i>183,82</i>
<i>Δ2_1_min</i>	<i>94,73</i>	<i>26,26</i>
<i>Δ2_1_max_120</i>	<i>189,47</i>	<i>52,52</i>
<i>Δ2_2</i>	<i>678,92</i>	<i>188,19</i>
<i>Δ4</i>	<i>789,44</i>	<i>218,83</i>
<i>Δ5</i>	<i>947,33</i>	<i>262,60</i>
<i>Δ6</i>	<i>1 199,95</i>	<i>332,62</i>
<i>Δ8_1</i>	<i>1 105,22</i>	<i>306,36</i>
<i>Δ8_2</i>	<i>1 894,66</i>	<i>525,19</i>

* При цене условной плановой стоимости в январе 2016 г.:
 ПГУ-795 469 874,46 руб. МВт; КЭС/ТЭЦ - 130 247,17 руб. за МВт

Всё генерирующее оборудование обязано участвовать в ОПРЧ.

СО по каждой единице генерирующего оборудования участника оптового рынка регистрирует тип участия в ОПРЧ:

1. генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ;
2. генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ.

- **Снижение по ОПРЧ регистрируется по всему оборудованию не готовому к участию.**
- **На КиГРЭС это ТГ-5т, ТГ-6т с установленной мощностью $P=40$ МВт.**
- **Ежемесячная недопоставка мощности составляет соответственно $(40+40)*0,01=0,8$ МВт**

Показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности в отчетном месяце определяется на основании:

- данных об отданных командах на предоставление диапазона реактивной мощности;
- фактах исполнения отданных команд.

Неисполнение команды может быть зарегистрировано, если к моменту времени окончания заданного диспетчером:

- отклонение напряжения от заданного значения превышает ± 2 кВ в условиях использования менее 90% имеющегося резерва по реактивной мощности;
- фактическое изменение реактивной мощности составило менее 90% от заданного значения.

На основании указанных данных, СО производится расчет показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по ГТПГ генерации в отчетном месяце:

$$R_{Q,m}^j = \frac{N_{Q,m}^j - n_{Q,m}^j}{N_{Q,m}^j}$$


СО на основании показателей фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности и снижения диапазона регулирования реактивной мощности рассчитывает объем недопоставки мощности, определяемый предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности

$$\Delta N_{Q_m}^{пост,j} = \min \{ N_{ПО,m}^j ; N_{уст,m}^j \} \cdot k_P (2 - R_{диап,m}^j - R_{Q,m}^j)$$

Пример:

Данные по количеству отданных-исполненных команд – взяты из отчета СО на сайте БР.

Данные за Май 2015

 [Парамет](#)

ГТП	$N_{\text{пг,л}}^1$	$N_{\text{пг,л}}^2$	$R_{\text{диап,л}}^1$	$N_{\text{д,л}}^1$	$n_{\text{д,л}}^1$	количество неисполненных команд на предоставление диапазона реактивной мощности.			$N_{\text{тк}}^1$	B_{com}	bn_{com}
КирГРЭС-19	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	1,000	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000
КирТЭЦ-19	0,000	80,000	1,000	5,000	1,000	0,800	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000
КирГРЭС-19 (ПГУ-800)	0,000	0,000	1,000	2,000				1,000	0,000	0,000	0,000

количество команд на предоставление диапазона реактивной мощности, отданных СО

Неисполненные команды, как видим, были по ГТП ТЭЦ

Количество отданных команд – 5 шт.

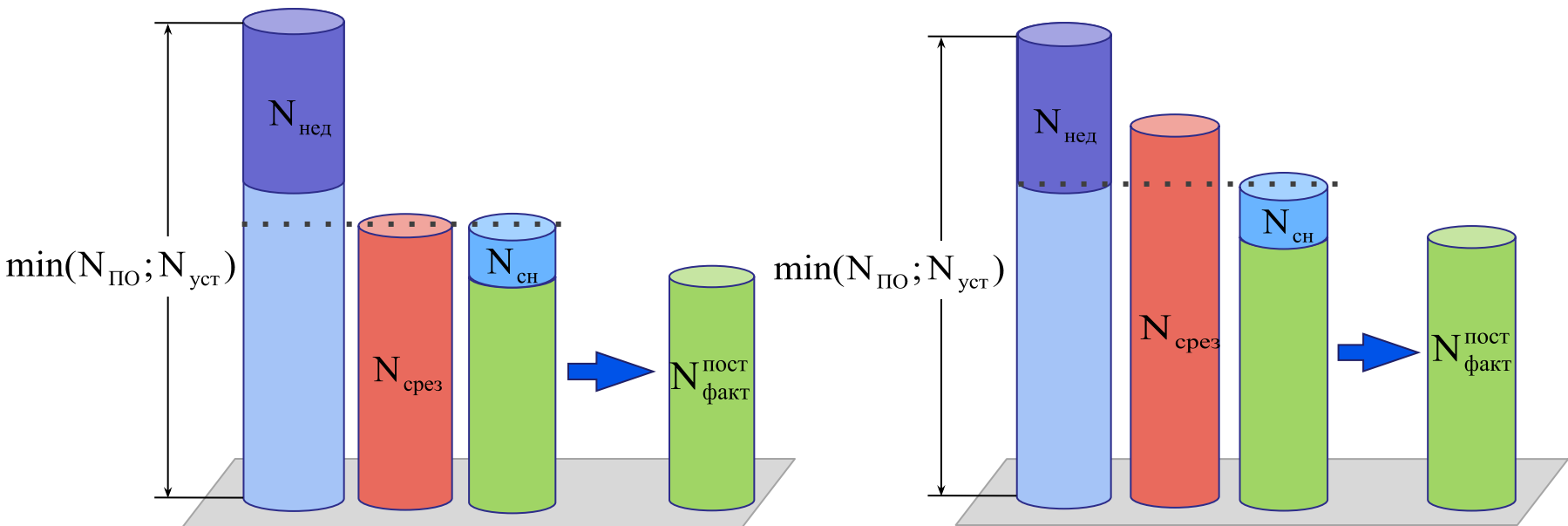
Количество неисполненных команд – 1 шт.

Подставляя данные в формулу получаем объем недопоставки реактивной мощности за май 2015:

$$261,179 * 0,03 * (2 - 1 - ((5 - 1) / 5)) = 1,567 \text{ МВт}$$

При стоимости условно-плановой мощности ТЭЦ = 110662,4 недоплата составит:

$$1,567 * 110662,4 = 173 \text{ 416 руб.}$$



- $N_{\text{срез}}$
- ✓ для ГТП, поставляющих мощность по итогам КОМ – объем мощности, отобранный на КОМ;
 - ✓ для ГТП, поставляющих мощность в вынужденном режиме –
 - 1) объем мощности генерирующего оборудования, поставляющего мощность в вынужденном режиме, переданный КО в реестре МВР,
 - 2) объем установленной мощности, учтенный в отношении электростанции в прогнозном балансе ФСТ;
 - ✓ для объектов ДПМ – установленная мощность объекта согласно приложению к соответствующему договору, увеличенная на 10%.

$N_{\text{факт}}$ – фактический поставленный объем мощности, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{факт}} = N_{po} - N_{sn} - dN_{oprc} - dN_{Qm} - dN_{bp} - dN_{ABP} - dN_{SP}$$

GTP_NAME	DATE	N_PO	N_FACT	N_SN	dN_OPRC	dN_Qm	dN_BP	dN_ABP	dN_SP	dN_TN
Станция	Месяц	Предельный объем поставки мощности (зарегистрированная в реестре предельных объемов)	Фактический поставленный объем мощности (мин из уст. и расп. минус см. минус недопоставка)	Собственные нужды (собственное потребление) = генерация минус отпуск в сеть из макетов 80020. После расчета всего по станции распределяется пропорционально выработке по ГПП станции. До октября 2013 года сюда же входит розница.	Объем недопоставки мощности за неучастие в ОПРЧ	Объем недопоставки мощности определяемый предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности	Объем недопоставки мощности определяемый участием во вторичном регулировании	Объем недопоставки мощности определяемый участием в автоматическом вторичном регулировании	Объем недопоставки мощности определяемый способностью к выработке электроэнергии	Объем недопоставки мощности определяемый технической готовностью ССОТИАССО
КирТЭЦ-19	01.02.2015 0:00	272,731	243,198	16,002	0,8	0	0	0	12,731	0
КирТЭЦ-19	01.03.2015 0:00	272,731	231,57	27,63	0,8	0	0	0	12,731	0
КирТЭЦ-19	01.04.2015 0:00	261,979	244,249	14,469	0,8	0	0	0	2,461	0
КирТЭЦ-19	01.05.2015 0:00	261,979	232,879	8,749	0,8	1,572	0	0	17,979	0
КирТЭЦ-19	01.06.2015 0:00	261,979	234,21	4,783	0,8	1,965	0	0	20,221	0
КирТЭЦ-19	01.07.2015 0:00	261,979	235,807	5,035	0,8	2,358	0	0	17,979	0
КирТЭЦ-19	01.08.2015 0:00	261,979	238,408	3,37	0,8	0	0	0	19,401	0
КирТЭЦ-19	01.09.2015 0:00	261,979	236,702	3,322	0,8	0	0	0	21,155	0
КирТЭЦ-19	01.10.2015 0:00	261,979	239,396	5,24	0,8	0	0	0	16,543	0
КирТЭЦ-19	01.11.2015 0:00	261,979	249,084	7,116	0,8	0	0	0	4,979	0
КирТЭЦ-19	01.12.2015 0:00	261,979	246,829	7,565	0,8	3,93	0	0	2,855	0

Все отчеты по мощности публикуются на сайте БР ежемесячно до 20 числа месяца, следующего за отчетным

Спасибо за внимание