

УТВЕРЖДАЮ

Управляющий директор  
по развитию НЭС и системным  
услугам АО «КЕГОС»

  
\_\_\_\_\_ А. Д. Куанышбаев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.  


УТВЕРЖДАЮ

Заместитель  
Председателя Правления  
ОАО «СО ЕЭС»

  
\_\_\_\_\_ С. А. Павлушко  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.  


УТВЕРЖДАЮ

Заместитель  
Председателя Правления  
ПАО «ФСК ЕЭС»

  
\_\_\_\_\_ А. В. Мольский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.  


## ПОЛОЖЕНИЕ

по планированию режимов параллельной работы  
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

Настоящее Положение по планированию электроэнергетических режимов параллельной работы Единой энергетической системы Казахстана (далее – ЕЭС Казахстана) и Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) (далее – Положение) разработано в целях обеспечения исполнения Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года, и Договора о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации от 23.04.2010 года № 400 и регламентирует взаимоотношения между филиалом Акционерного общества «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного оператора» (далее – НДЦ СО), Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») (далее – ЦДУ) и Публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») (далее – ФСК), совместно именуемые Стороны, в части планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России.

Используемые в настоящем Положении понятия, определения, термины и сокращения имеют значение, определенное Приложением №21 к Договору о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года и Положением об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, вступившем в силу 7 октября 2011 года (далее – Положение по ОДУ).

## **1. Общие положения**

1.1. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России осуществляется с использованием расчетной электроэнергетической модели, включающей согласованные Сторонами фрагменты схемы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, и применением комплекса информационно-технического обеспечения. Формирование и актуализация расчетной электроэнергетической модели производится в соответствии с Регламентом формирования, внесения изменений и актуализации расчетной электроэнергетической модели ЕЭС России и ЕЭС Казахстана (далее – Регламент), являющимся приложением 1 к Положению.

1.2. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, ограничивающих пропускную способность контролируемых сечений и являющихся объектами диспетчеризации в соответствии с Положением по ОДУ.

1.3. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России осуществляется на следующих временных интервалах:

1.3.1. Годовое планирование:

Целью годового планирования является определение технически осуществимых межгосударственных поставок электроэнергии (мощности) между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России и объемов межгосударственной передачи (далее – МГП) электрической энергии (мощности) в рамках Евразийского экономического союза (далее – ЕАЭС) между государствами - членами ЕАЭС и между государствами - членами ЕАЭС и третьими странами, их корректировка, при необходимости, исходя из плановых (прогнозных) балансов электрической энергии (мощности) и суммарных объемов поставок электроэнергии в сечениях экспорта-импорта по каждому месяцу планируемого года, с учетом годовых плановых графиков ремонтов электросетевого оборудования.

Результатом годового планирования являются технически осуществимые суммарные объемы поставок электроэнергии и перетоки мощности в каждом сечении экспорта-импорта на час максимума характерного рабочего дня и минимума выходного дня по месяцам планируемого года.

1.3.2. Месячное планирование:

Целью планирования на предстоящий месяц является определение технически осуществимых межгосударственных поставок электроэнергии (мощности) между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России и объемов МГП электрической энергии (мощности) в рамках ЕАЭС между государствами - членами ЕАЭС и между государствами - членами ЕАЭС и третьими странами, их корректировка при необходимости, исходя из планируемых балансов электрической энергии (мощности) и суммарных объемов поставок электроэнергии в сечениях экспорта-импорта на предстоящий месяц, с учетом уточненных графиков ремонтов электросетевого оборудования.

Результатом месячного планирования являются технически осуществимые суммарные объемы поставок электроэнергии и перетоки мощности в каждом сечении экспорта-импорта на час максимума характерного рабочего дня и минимума выходного дня планируемого месяца.

1.3.3. Суточное планирование:

Целью суточного планирования является оценка реализуемости заявленных почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, включая объемы МГП, формирование плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта с учетом прогнозируемых схемно-режимных условий на планируемые сутки (далее – сутки X).

Результатом суточного планирования являются плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта на планируемые сутки X.

#### 1.3.4. Внутрисуточное планирование:

Целью внутрисуточного планирования является корректировка плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России в случаях оказания аварийной взаимопомощи или при корректировке субъектами оптового рынка Республики Казахстан и Российской Федерации суточных графиков поставок электроэнергии в результате пересогласования коммерческих поставок электроэнергии между хозяйствующими субъектами ЕЭС Казахстана и ЕЭС России в течение текущих (операционных) суток X.

Результатом внутрисуточного планирования являются уточненные плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта на оставшиеся часы суток X.

1.4. Координатором планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России является ЦДУ.

1.5. Координатор планирования осуществляет следующие функции:

- формирование базовой расчётной электроэнергетической модели энергосистем ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- организация информационного обмена между ЦДУ, НДЦ СО и ФСК для целей планирования;
- актуализация расчетной электроэнергетической модели, проведение расчетов электроэнергетических режимов на основе данных, полученных от НДЦ СО и ФСК.

1.6. Критерием нахождения электроэнергетического режима в области допустимых значений для целей планирования является отсутствие превышения величин максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях.

1.7. В случае если полученные на этапах долгосрочного и краткосрочного планирования электроэнергетические режимы (результаты расчетов) находятся вне области допустимых значений, корректировка объемов поставок осуществляется с учетом обеспечения следующей приоритетности (в порядке убывания):

1.7.1. Обеспечение внутренних потребностей в электроэнергии потребителей, в том числе с учетом планируемых объемов поставок между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана, ограничение которых невозможно без ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

1.7.2. Обеспечение межгосударственной передачи электроэнергии (мощности) между частями ЕЭС России и ЕЭС Казахстана:

– между ОЭС Урала и ОЭС Сибири через электрические сети ЕЭС Казахстана;

– между Северной и Западной частью ЕЭС Казахстана (в том числе с Актюбинским энергорайоном при отключенной ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке) через электрические сети ЕЭС России.

Ограничение межгосударственной передачи электроэнергии (мощности) между частями ЕЭС России и ЕЭС Казахстана в случае их однонаправленности осуществляется на равную величину.

1.7.3. Обеспечение межгосударственной передачи электроэнергии (мощности) между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, ограничение которой возможно без ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

1.7.4. Обеспечение межгосударственной передачи электроэнергии (мощности) через электрические сети ЕЭС России и ЕЭС Казахстана в энергосистемы государств-участников ЕАЭС.

1.7.5. Обеспечение межгосударственной передачи электроэнергии (мощности) в энергосистемы стран, не входящих в ЕАЭС, через электрические сети ЕЭС Казахстана или ЕЭС России.

1.8. При планировании применяется московское время.

1.9. Для обмена информацией в рамках планирования Стороны используют технологический web-сайт «Информационная система экспорта/импорта электроэнергии в зарубежные энергосистемы» (далее – ИСЭИ) и электронную почту.

1.10. Перечень сечений экспорта-импорта определяется согласно Таблице 2 Регламента.

## **2. Определение технически осуществимых суммарных объемов поставок электроэнергии и перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта на предстоящий год**

2.1. Процедура планирования обменов мощностью и электроэнергией на предстоящий год состоит из следующих этапов:

- формирование исходных данных;
- актуализация расчетной электроэнергетической модели;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- принятие мер по корректировке исходных данных для ввода рассчитанных электроэнергетических режимов в область допустимых значений;
- доведение до Сторон результатов планирования.

2.2. ЦДУ осуществляет следующие функции на этапе годового планирования: формирование исходных данных, актуализация расчетной электроэнергетической модели, проведение расчетов электроэнергетических режимов, оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов, совместно с НДЦ СО и ФСК принятие решений по корректировке исходных данных для ввода рассчитанных электроэнергетических режимов в область допустимых значений в соответствии с пунктом 1.7 Положения, доведение до Сторон результатов планирования.

2.3. НДЦ СО осуществляет следующие функции на этапе годового планирования: формирование исходных данных для планирования, принятие решений по корректировке исходных данных в соответствии с пунктом 1.7 Положения, прием результатов планирования от ЦДУ.

2.4. ФСК осуществляет следующие функции на этапе годового планирования: формирование исходных данных для планирования, принятие решений по корректировке исходных данных в соответствии с пунктом 1.7 Положения, прием результатов планирования от ЦДУ.

2.5. Сроки и порядок обмена данными, а также состав информации для осуществления годового планирования устанавливаются пунктом 4.2 Регламента.

2.6. В сроки и в порядке, установленными Регламентом, Стороны обмениваются данными, необходимыми для формирования общей базовой расчетной электроэнергетической модели и годового планирования.

2.7. ЦДУ на основе представленных НДЦ СО и ФСК данных проводит расчеты электроэнергетических режимов.

2.8. В случае если выявлена нереализуемость планируемого на предстоящий год режима (превышение максимально допустимого перетока (далее - МДП) в контролируемых сечениях), ЦДУ в установленном Регламентом порядке информирует НДЦ СО и ФСК о необходимости корректировок объемов поставок электроэнергии (графиков перетоков мощности) по сечениям экспорта-импорта.

2.9. ЦДУ и НДЦ СО совместно с ФСК в соответствии с приоритетностью, установленной пунктом 1.7 Положения, принимают меры по соответствующей корректировке исходных данных.

- На основе скорректированных исходных данных ЦДУ проводит повторные расчеты.

2.10. Полученная в результате расчетов информация о технически осуществимых для ожидаемых режимно-балансовых условий суммарных объёмах поставок электроэнергии и перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта по каждому месяцу планируемого года доводится ЦДУ до НДЦ СО и ФСК.

### **3. Определение технически осуществимых суммарных объемов поставок электроэнергии и перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта на предстоящий месяц**

3.1. Процедура планирования обменов мощностью и электроэнергией на предстоящий месяц состоит из следующих этапов:

- формирование исходных данных;
- актуализация расчетной электроэнергетической модели;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- принятие мер по корректировке исходных данных для ввода рассчитанных электроэнергетических режимов в область допустимых значений;
- доведение до Сторон результатов планирования.

3.2. ЦДУ осуществляет следующие функции на этапе месячного планирования: формирование исходных данных, актуализация расчетной электроэнергетической модели, проведение расчетов электроэнергетических режимов, оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов, совместно с НДЦ СО и ФСК принятие решений по корректировке исходных данных для ввода рассчитанных электроэнергетических режимов в область допустимых значений в соответствии с пунктом 1.7 Положения, доведение до Сторон результатов планирования.

3.3. НДЦ СО осуществляет следующие функции на этапе месячного планирования: формирование исходных данных для планирования, принятие решений по корректировке исходных данных в соответствии с пунктом 1.7 Положения, прием результатов планирования от ЦДУ.

3.4. ФСК осуществляет следующие функции на этапе месячного планирования: формирование исходных данных для планирования, принятие решений по корректировке исходных данных в соответствии с пунктом 1.7 Положения, прием результатов планирования от ЦДУ.

3.5. Сроки и порядок обмена данными, а так же состав информации для осуществления месячного планирования, устанавливаются пунктом 4.3 Регламента.

3.6. ЦДУ на основе представленных данных проводит расчеты электроэнергетических режимов.

3.7. В случае если выявлена нереализуемость планируемого на предстоящий месяц режима (превышение МДП в контролируемых сечениях), ЦДУ в установленном Регламентом порядке информирует НДЦ СО и ФСК о необходимости корректировок объемов поставок электроэнергии (графиков перетоков мощности) по сечениям экспорта-импорта.

3.8. ЦДУ и НДЦ СО совместно с ФСК в соответствии с приоритетностью, установленной пунктом 1.7 Положения, принимают меры по соответствующей корректировке исходных данных с учетом приоритетности запланированных на данный месяц на этапе годового планирования обменов мощностью, если изменение планируемого месячного обмена мощностью приводит к превышению МДП какого-либо контролируемого сечения.

На основе скорректированных исходных данных ЦДУ проводит повторные расчеты.

3.9. Полученная в результате расчетов информация о технически осуществимых для ожидаемых режимно-балансовых условий суммарных объемах поставок электроэнергии и перетоках мощности по сечениям экспорта/импорта на предстоящий месяц доводится ЦДУ до НДЦ СО и ФСК.

#### **4. Определение плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта на предстоящие сутки**

4.1. Процесс суточного планирования состоит из следующих этапов:

- формирование исходных данных;
- актуализация расчетной электроэнергетической модели;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- принятие решений по вводу рассчитанных электроэнергетических режимов в область допустимых значений;
- доведение до Сторон результатов планирования.

4.2. ЦДУ осуществляет следующие функции на этапе суточного планирования: формирование исходных данных, актуализацию расчетной электроэнергетической модели, проведение расчетов электроэнергетических режимов, оценку реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов, принятие решений по вводу рассчитанных электроэнергетических режимов в область допустимых значений на основании представленных НДЦ СО и ФСК данных, доведение результатов планирования.

4.3. НДЦ СО осуществляет следующие функции на этапе суточного планирования: формирование исходных данных, принятие решений по корректировке исходных данных в соответствии с пунктом 1.7 Положения, прием результатов планирования от ЦДУ.

4.4. ФСК осуществляет следующие функции на этапе суточного планирования: формирование исходных данных, корректировка



исходных данных в соответствии с пунктом 1.7 Положения, прием результатов планирования от ЦДУ.

4.5. Сроки и порядок обмена данными, а также состав информации для осуществления суточного планирования, устанавливаются пунктом 4.4 Регламента.

4.6. Полученные в результате расчета плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта представляют собой суточный почасовой диспетчерский график, который является основным документом, регламентирующим режим параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, и не может быть изменен в одностороннем порядке.

## **5. Определение плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта внутри суток**

5.1. Определенные в пункте 4.6 настоящего Положения плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта могут быть скорректированы:

- а) в рамках оказания аварийной взаимопомощи;
- б) при корректировке субъектами оптового рынка Республики Казахстан и Российской Федерации суточных графиков поставок электроэнергии в результате пересогласования величин почасовых объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта между субъектами оптового рынка электроэнергии Республики Казахстан и субъектами оптового рынка электроэнергии (мощности) Российской Федерации при наличии и на условиях соответствующих договоров.

5.2. Корректировка плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта по основаниям, предусмотренным подпунктом «а» пункта 5.1 Положения, осуществляется в соответствии с Приложением 6 к Положению по ОДУ.

5.3. Корректировка плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта по основаниям, предусмотренным подпунктом «б» пункта 5.1 Положения, осуществляется в соответствии с разделом 4.5 Регламента.

5.4. Полученные в результате внутрисуточных расчетов плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта представляют собой уточненный суточный почасовой диспетчерский график, который является основным документом, регламентирующим режим параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, и не может быть изменен в одностороннем порядке.

## **6. Использование технологического web-сайта ИСЭИ**

6.1. Стороны обмениваются списками уполномоченных сотрудников для работы с технологическим web-сайтом ИСЭИ.

6.2. ЦДУ обеспечивает защищенный разграниченный доступ к технологическому web-сайту ИСЭИ и предоставляет уполномоченным сотрудникам НДЦ СО логин и пароль для доступа к технологическому web-сайту ИСЭИ.

6.3. Стороны согласовывают резервную технологию передачи данных в случае технологических сбоев web-сайта ИСЭИ.

## **7. Заключительные положения**

7.1. Настоящее Положение вступает в силу со дня его подписания Сторонами.

7.2. Подпункт «б» пункта. 5.1, пункта. 5.3 Положения и пункта 4.5 Регламента вступают в силу после подписания уполномоченными лицами Сторон документа, определяющего порядок взаимодействия Сторон при внутрисуточной корректировке графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта, осуществляемой по инициативе субъектов оптового рынка Республики Казахстан и Российской Федерации.

7.3. Изменения и дополнения к Положению и Регламенту осуществляется по взаимной договоренности Сторон путем обмена официальными письмами.

7.4. Настоящее Положение действует в течение срока действия Договора от 23 апреля 2010 года № 400 «О параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации».

7.5. В случае возникновения споров и разногласий между Сторонами Положения в связи с подписанием, действительностью, исполнением, изменением или прекращением Положения, Стороны предпримут все меры для их разрешения путем переговоров.

7.6. С момента вступления в силу Положения прекращается действие Положения по планированию режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России от 2 сентября 2013 года.

7.7. Положение не налагает на подписавшие его Стороны финансовые обязательства и не направлено на недопущение, ограничение, устранение конкуренции.

7.8. Положение составлено на русском языке в 3 (трех) экземплярах (по одному экземпляру для каждой из Сторон), имеющих одинаковую юридическую силу.

Приложение 1  
к Положению по планированию  
режимов параллельной работы ЕЭС  
Казахстана и ЕЭС России  
от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 года

## **РЕГЛАМЕНТ**

### **формирования, внесения изменений и актуализации расчетной электроэнергетической модели ЕЭС России и ЕЭС Казахстана**

## **1. ПРЕДМЕТ И СФЕРА ДЕЙСТВИЯ РЕГЛАМЕНТА**

### **1.1. Предмет**

Настоящий Регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной электроэнергетической модели энергосистем ЕЭС России и ЕЭС Казахстана (далее – Регламент) разработан в целях обеспечения исполнения Договора о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации от 23.04.2010 года № 400 и определяет:

- принципы формирования расчетной электроэнергетической модели энергосистем (далее – РМ ЭС) ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- порядок внесения изменений в РМ ЭС;
- порядок актуализации РМ ЭС.

### **1.2. Сфера действия**

Положения настоящего Регламента распространяются на ОАО «СО ЕЭС» (далее – ЦДУ), Филиал АО «КЕГОС» «Национальный диспетчерский центр Системного оператора» (далее – НДЦ СО), совместно именуемые Операторы, и ПАО «ФСК ЕЭС» (далее – ФСК).

## **2. ФОРМИРОВАНИЕ РМ ЭС**

### **2.1. Определение РМ ЭС**

РМ ЭС является совокупность данных о:

- схеме замещения электрических связей (далее – расчетная электрическая схема), отражающей топологию электрической сети фрагментов ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и параметры ее элементов;
- параметрах и режимах потребления активной и реактивной мощности;
- параметрах и режимах работы генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности;
- системных условиях;

- диапазонах номеров узлов для каждой из энергосистем;
- номерах узлов, по которым происходит объединение расчетных электрических схем, для каждой пары смежных энергосистем.

## **2.2. Требования к расчетной электроэнергетической модели**

### **2.2.1 Общая часть**

Объем или размерность расчетной электрической схемы, то есть, количество узлов и ветвей (независимо от их состояния – «включен» или «отключен») определяется требованиями корректного моделирования потокораспределения и обменов электроэнергией между энергосистемами (далее – ЭС).

Корректное моделирование достигается путем подробного (без замены эквивалентами) в полном объеме представления в расчетной электрической схеме сети 220 кВ и выше. Параллельные воздушные линии (ВЛ) и автотрансформаторы (АТ) 220 кВ и выше не эквивалентированы, номера цепи ВЛ или АТ указываются согласно номеру ВЛ или АТ на схеме нормального режима.

Межсистемные связи 110 кВ и выше в ЭС, как замкнутые, так и работающие в тупиковом режиме, задаются собственным граничным узлом, узлом смежной энергосистемы и линией между ними. Внутренняя сеть 110 (150) кВ в ЭС может быть представлена в объеме узловых подстанций, то есть транзитные и тупиковые подстанции могут быть представлены в виде эквивалента. Тупиковые подстанции 110 кВ, находящиеся на территории одной энергосистемы, допустимо моделировать в схеме нагрузкой в ближайшем транзитном узле.

Моделирование присоединения генераторов к энергосистеме осуществляется каждым Оператором самостоятельно в соответствии с принятыми принципами при корректном указании допустимого диапазона по реактивной мощности.

Элементы расчетной электрической схемы могут находиться в состоянии «включен» или «отключен».

В качестве номинальных напряжений в расчетной электрической схеме используются единые значения для каждой из энергосистем: 500, 220, 110 кВ, а также генераторное номинальное напряжение (в случае моделирования блочных трансформаторов).

### **2.2.2 Представление генерирующих узлов**

В расчетной электрической схеме задаются следующие параметры генерирующих узлов:

- генерируемая мощность;
- максимальное и минимальное значение реактивной мощности;
- заданный уровень напряжения.

### **2.2.3 Представление нагрузочных узлов**

Активная и реактивная нагрузка в узлах расчетной электрической схемы задается статической характеристикой мощности, не зависящей от напряжения (мощность постоянна).

Не допускается моделирование активных и реактивных нагрузок в узлах расчетной электрической схемы путем задания дополнительных ветвей.

#### **2.2.4 Представление линий электропередачи.**

В расчетной электрической схеме задаются следующие параметры линий электропередачи:

- активное, реактивное сопротивление (Ом) и емкостная проводимость на землю (мкСм);
- длительно допустимый ток (А).

#### **2.2.5 Представление трансформаторов**

В расчетной электрической схеме задаются следующие параметры трансформаторов:

- активное и реактивное сопротивление (Ом);
- коэффициенты трансформации;
- длительно допустимый ток (А) обмотки высшего напряжения.

#### **2.2.6 Представление средств компенсации реактивной мощности**

В расчетной электрической схеме могут использоваться различные варианты представления параметров средств компенсации реактивной мощности (управляемых, неуправляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей и пр.):

- шунтом в узле и/или на линии электропередачи (ветви);
- узлом с постоянным напряжением и пределами по реактивной мощности.

#### **2.2.7 Представление системных условий**

В расчетной модели задается перечень контролируемых сечений и значения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях для нормальной схемы.

### **2.3. Классификация параметров расчетной модели**

Все параметры расчетной модели подразделяются на три группы:

- условно-постоянные параметры;
- условно-переменные (актуализируемые) параметры;
- справочная информация.

К условно-постоянным параметрам относятся данные, содержащие следующую информацию:

- базовая топология расчетной электрической схемы, т.е. набор элементов, состояние «включен» или «отключен» которых соответствует нормальной схеме замещения энергосистемы, и параметры ее элементов,

относящихся к электрической сети (активное сопротивление, реактивное сопротивление, коэффициенты трансформации, нумерация узлов, районов ЭС и т.д.);

– активная и реактивная нагрузки в узлах, соответствующие базовым расчетным режимам.

**К условно-переменным (актуализируемым) параметрам** относятся следующие данные:

– изменение топологии электрической расчетной схемы по сравнению с базовой путем включения/отключения ветвей, не приводящее к изменению идентификационных номеров элементов;

– потребление энергорайона (энергосистемы);

– генерация энергорайона (энергосистемы);

– сальдо перетоков мощности /энергорайона (энергосистемы).

**К справочной информации** относятся следующие данные:

– перечень базовых контролируемых сечений и значения максимально допустимых перетоков в них для различных схем (как нормальной, так и ремонтных);

– справочная информация по электростанциям с описанием характеристик генерирующего оборудования и указанием номеров узлов в расчетной схеме;

– справочная информация по силовым трансформаторам с высшим напряжением 220 кВ и выше с указанием номеров узлов привязки к расчетной схеме;

– перечень межсистемных линий с номерами узлов и параметрами соответствующих ветвей в расчетной схеме, по которым происходит объединение расчетных электрических схем.

## **2.4. Формирование базовых расчетных моделей**

### **2.4.1 Общие требования**

Два раза в год в согласованные дни недели ЦДУ и НДЦ СО по результатам обработки контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем создают базовые расчетные электроэнергетические модели своих энергосистем для дальнейшего формирования общей базовой расчетной электроэнергетической модели ЕЭС России и ЕЭС Казахстана (далее – БРМ ЭС), представляющие собой совокупность следующих объектов и данных:

– базовая расчетная электрическая схема, основанная на базовой топологии и содержащая значения генерации и нагрузок в генерирующих и нагрузочных узлах, соответствующие контрольным измерениям в согласованные дни и часы суток;

– перечень базовых контролируемых сечений;

– справочная информация в соответствии с пунктом 2.3.

Координатором формирования БРМ ЭС является ЦДУ.

**2.4.2 Для целей формирования БРМ ЭС в соответствии с задачами настоящего Положения выделяются следующие энергосистемы и энергорайоны:**

В составе ЕЭС Казахстана:

- Актюбинский энергорайон;
- Костанайский энергорайон;
- Акмолинский энергорайон;
- Северный энергорайон;
- Восточный энергорайон.

В составе ЕЭС России:

- Астраханская энергосистема;
- Волгоградская энергосистема;
- Саратовская энергосистема;
- Самарская энергосистема;
- Оренбургская энергосистема;
- Челябинская энергосистема;
- Курганская энергосистема;
- Омская энергосистема;
- Новосибирская энергосистема;
- Алтайская энергосистема.

Изолированные (тупиковые) энергорайоны Западной части ЕЭС Казахстана включены в состав расчетных электрических схем энергосистем ЕЭС России и представлены в виде граничных (тупиковых) узлов расчетных схем, моделирующих поставки электроэнергии:

- Западный Казахстан (Аксай) – в составе схемы Оренбургской энергосистемы;
- Западный Казахстан (Атырау) – в составе схемы Астраханской энергосистемы;
- Западный Казахстан (Уральскэнерго) – в составе схем Самарской, Саратовской, Волгоградской, Астраханской и Оренбургской энергосистем.

### **2.4.3 Порядок обмена данными**

2.4.3.1. НДЦ СО направляет в ЦДУ базовые расчетные электроэнергетические схемы ЕЭС Казахстана на основе летнего и зимнего контрольных замеров в формате «\*.rg2».

2.4.3.2. ЦДУ формирует общую базовую расчетную электроэнергетическую модель энергосистем ЕЭС России и ЕЭС Казахстана в формате используемого им программного обеспечения (ПО) и проводит расчет потокораспределения. Если в процессе расчета обнаружены ошибки, ЦДУ взаимодействует с НДЦ СО для устранения ошибок.

2.4.3.3. После успешного расчета потокораспределения ЦДУ направляет НДЦ СО расчетную модель в формате RASTR «\*.rg2», которая считается согласованной БРМ ЭС.

### 3. ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В БРМ ЭС

Изменением БРМ ЭС считается изменение ее условно-постоянных параметров.

Причина внесения изменений в расчетную модель может быть связана с:

- включением нового или выводом из эксплуатации существующего сетевого и/или генерирующего и/или потребляющего оборудования – для изменений расчетной электрической схемы в части, моделирующей электрическую сеть;

- необходимостью постоянного ограничения пропускной способности новых (не базовых) сечений в связи с изменением расчетной электрической схемы и/или режимов работы сети – для введения новых базовых контролируемых сечений;

- изменением паспортных характеристик единиц генерирующего оборудования;

- совершенствованием расчетной схемы с целью повышения ее детализации путем добавления в расчетную электрическую схему узлов и ветвей, соответствующих неэквивалентированным схемам замещения, в частности, для моделирования сетей 110 кВ и вследствие уточнения эквивалентов модели;

- добавлением/исключением контролируемых сечений;

- уточнением параметров ветвей расчетной модели.

Инициатором изменения БРМ ЭС может быть любой из Операторов, который письменно информирует другого Оператора о вносимых изменениях. Изменения в расчетную модель вносятся в согласованные Операторами сроки.

### 4. ПОРЯДОК АКТУАЛИЗАЦИИ РМ ЭС

#### 4.1 Общие требования

Актуализацией РМ ЭС считается изменение ее условно-переменных параметров.

Актуализация РМ ЭС производится в рамках годового, месячного, суточного и внутрисуточного планирования режимов.



Актуализация РМ ЕЭС производится на основе базовых расчетных моделей с уточненными на предстоящий период значениями потребления, генерации, сальдо перетоков энергосистем и схемой сети, предоставляемых в соответствии с настоящим Регламентом.

#### **4.2. Обмен данными при годовом планировании**

4.2.1. До 1 ноября года, предшествующего планируемому, НДЦ СО направляет ЦДУ по электронной почте данные для актуализации РМ ЭС, которые включают в себя:

- информацию о планируемых на предстоящий год графиках отключений электросетевого оборудования, включенного в расчетную электрическую схему, с указанием сроков отключения и номеров узлов БРМ ЭС;

- почасовые значения генерации, потребления и сальдо перетоков по энергорайонам ЕЭС Казахстана, соответствующие данным летнего (текущего года) и зимнего (предыдущего года) контрольных замеров, согласно Таблице 1 Регламента;

- прогнозные значения генерации, потребления и сальдо перетоков мощности на час максимума характерного рабочего дня, а также месячные объемы производства, потребления, сальдо перетоков электроэнергии энергорайонов ЕЭС Казахстана согласно Таблице 1 Регламента по каждому месяцу планируемого года.

4.2.2. ФСК в срок, установленный пунктом 4.2.1 Регламента, предоставляет ЦДУ суммарные по каждому сечению экспорта-импорта объемы поставок электроэнергии и типовые почасовые суточные графики перетоков мощности в сечениях экспорта-импорта согласно Таблице 2 Регламента по каждому месяцу планируемого года.

При отсутствии указанных данных ЦДУ использует информацию, полученную от субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации, имеющих тарифно-балансовое решение в отношении экспорта/импорта электрической энергии.

4.2.3. ЦДУ проводит расчеты электроэнергетических режимов и формирует результаты в срок до 15 декабря года, предшествующего планируемому.

4.2.4. Информация о параметрах допустимого режима, полученная в результате расчетов, направляется ЦДУ в согласованном формате НДЦ СО и ФСК до 25 декабря года, предшествующего планируемому.

#### **4.3. Обмен данными при месячном планировании**

4.3.1. НДЦ СО не позднее 20 числа месяца, предшествующего планируемому, направляет по электронной почте ЦДУ данные для актуализации РМ ЭС, которые включают в себя:

– информацию о планируемых на предстоящий месяц графиках отключений электросетевого оборудования, включенного в расчетную электрическую схему, с указанием сроков отключения и номеров узлов РМЭС;

– прогнозные значения генерации, потребления и сальдо перетоков мощности на час максимума характерного рабочего дня, а также месячные объемы производства, потребления, сальдо перетоков электроэнергии энергорайонов ЕЭС Казахстана согласно Таблице 1 Регламента на планируемый месяц.

4.3.2. ФСК в срок, установленный пунктом 4.3.1 Регламента, предоставляет ЦДУ суммарные по каждому сечению экспорта-импорта объемы поставок электроэнергии и типовые почасовые суточные графики перетоков мощности в сечениях экспорта-импорта согласно Таблице 2 Регламента на планируемый месяц.

4.3.3. При отсутствии указанных данных ЦДУ использует информацию, полученную от субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации, имеющих тарифно-балансовое решение в отношении экспорта/импорта электрической энергии. Информация о параметрах допустимого режима, полученная в результате расчетов, направляется ЦДУ в согласованном формате НДЦ СО и ФСК не позднее 25 числа месяца, предшествующего планируемому.

#### **4.4. Обмен данными при суточном планировании**

4.4.1. В сутки X-1 НДЦ СО предоставляет ЦДУ данные для актуализации РМЭС на планируемые сутки в виде наборов 24 часовых актуализированных данных (с 00:00 до 24:00 московского времени), которые включают в себя:

– почасовые графики сальдо объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта согласно Таблице 2 Регламента (до 10:30 московского времени);

– почасовые графики потребления, генерации и сальдо перетоков мощности энергорайонов согласно Таблице 1 Регламента (до 15:00 московского времени).

При этом данные для планирования на воскресенье и понедельник подаются в пятницу, на праздничные дни – по согласованному графику.

4.4.2. До 10:30 московского времени суток X-1 ФСК предоставляет ЦДУ почасовые графики сальдо объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта согласно Таблице 2 Регламента.

В случае если НДЦ СО не переданы данные для актуализации РМЭС (почасовые графики сальдо объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта) ЦДУ использует данные, предоставленные ФСК.

В случае если данные, переданные НДЦ СО, не совпадают с данными, переданными ФСК, ЦДУ извещает ФСК и НДЦ СО о необходимости приведения данных в соответствие.

4.4.3. В случае если НДЦ СО не переданы данные для актуализации РМ ЭС (почасовые графики генерации, потребления и сальдо перетоков энергорайонов), ЦДУ использует данные последнего согласованного графика.

4.4.4. Прием исходных данных для актуализации и доведение результатов расчетов осуществляются через технологический web-сайт ИСЭИ.

4.4.5. ЦДУ осуществляет актуализацию расчетной электроэнергетической модели данными, полученными от НДЦ СО и ФСК, и выполнение расчетов электроэнергетических режимов на планируемые сутки.

4.4.6. Если при проведении расчетов параметры электроэнергетического режима находятся вне области допустимых значений, то ЦДУ направляет в НДЦ СО и ФСК величины необходимых корректировок заявленных почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта. НДЦ СО и ФСК корректируют объемы поставок электроэнергии (мощности) по всем договорам, в том числе на межгосударственную передачу электроэнергии (мощности) в соответствии с пунктом 1.7 Положения, либо принимают иные меры по снятию нарушений допустимых перетоков в контролируемых сечениях, выявленных по итогам расчетов координатором планирования.

4.4.7. До 12:30 времени суток X-1 ЦДУ размещает на технологическом web-сайте ИСЭИ полученные в результате расчетов электроэнергетических режимов плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта и соответствующие сальдо объемов поставок.

#### **4.5. Обмен данными при внутрисуточном планировании**

4.5.1. Корректировка графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта в случаях, предусмотренных подпунктом «а» пункта 5.1 Положения, осуществляется в соответствии с Приложением 6 к Положению по ОДУ.

4.5.2. Корректировка графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта в случаях, предусмотренных подпунктом «б» пункта 5.1 Положения, осуществляется по инициативе одного из субъектов оптового рынка Республики Казахстан и Российской Федерации по согласованию с контрагентами по договорам купли/продажи электрической энергии и Системными операторами ЕЭС Казахстана и ЕЭС России.

4.5.3. ЦДУ осуществляет актуализацию расчетной электроэнергетической модели ЭС и выполнение расчетов электроэнергетических режимов на текущие сутки.

4.5.4. Если при проведении расчетов ЦДУ параметры электроэнергетического режима находятся вне области допустимых значений, то плановым является последний доведенный и подтвержденный ЦДУ график.

4.5.5. Не позднее, чем за 20 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется актуализация расчетной электроэнергетической модели ЭС и выполнение расчетов электроэнергетических режимов на текущие сутки в соответствии с пунктом 4.5.3, ЦДУ направляет НДЦ СО в автоматическом режиме (сообщением) результаты расчетов электроэнергетических режимов по сечениям экспорта-импорта.

4.5.6. Фиксацию плановых почасовых объемов по коммерческим договорам с учетом проведенных корректировок осуществляет НДЦ СО и по окончании расчетного периода ФСК принимает данные НДЦ СО для определения почасовых отклонений фактических межгосударственных сальдо перетоков электроэнергии от согласованных в суточном диспетчерском графике.

Таблица 1. Перечень данных, предоставляемых НДЦ

№ п.п.	Наименование
<b>1</b>	<b>Северный энергорайон</b>
	Потребление энергорайона
	Генерация энергорайона в целом
	Сальдо энергорайона*
<b>2</b>	<b>Восточный энергорайон</b>
	Потребление энергорайона
	Генерация энергорайона в целом
	Сальдо энергорайона*
<b>3</b>	<b>Акмолинский энергорайон</b>
	Потребление энергорайона
	Генерация энергорайона в целом
	Сальдо энергорайона*
<b>4</b>	<b>Костанайский энергорайон</b>
	Потребление энергорайона
	Генерация энергорайона в целом
	Сальдо энергорайона*
<b>5</b>	<b>Актюбинский энергорайон</b>
	Потребление энергорайона
	Генерация энергорайона в целом
	Сальдо энергорайона*

\* за положительное сальдо принимается дефицит энергорайона (потребление минус генерация);

Таблица 2. Перечень сечений экспорта-импорта

№ п.п.	Наименование
1	Россия – Северный Казахстан + Актюбинск
2	Россия – Зап. Казахстан (Уральск)
3	Россия – Зап. Казахстан (Аксай)
4	Россия – Зап. Казахстан (Атырау)
5	Россия (Сибирь) – Северный Казахстан (РЖД)

Прошито и пронумеровано  
21 (двадцать один) лист -  
«    »      2015 го,  
Ведущий юрисконсульт  
Жумагазин А.Ж.      