

ПРОТОКОЛ

заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

23 мая 2008 года

г. Москва

№ 33

В работе 33-го заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств приняли участие:

– делегации органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан и Украины;

– представители организаций–наблюдателей при Электроэнергетическом Совете СНГ – ООО "Сименс", Ассоциации "Гидропроект" и ОАО "ВО "Технопромэкспорт";

– приглашенные представители организаций – Исполнительного комитета СНГ, Секретариата Евразийского Экономического Сообщества, Посольства Республики Беларусь в Российской Федерации, ОАО РАО "ЕЭС России", Бизнес-единицы "Сети" ОАО РАО "ЕЭС России", ЗАО "ИНТЕРРАО ЕЭС", ОАО "ГидроОГК", КДЦ "Энергия", ОАО "СО ЕЭС", ОАО "ФСК ЕЭС", ФГУП "Концерн "РОСЭНЕРГОАТОМ", Евразийского банка развития, Филиала ОАО "НТЦ электроэнергетики", ОАО "ЭНИН", ЗАО "Управляющая компания Корпоративного энергетического университета" и МОП "Электропрофсоюз".

Список участников заседания представлен в **приложении 1**.

Председательствовал на заседании Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Председатель Правления ОАО РАО "ЕЭС России" Чубайс А.Б.

Перед участниками заседания с приветственным словом выступил Генеральный секретарь Евразийского Экономического Сообщества Мансуров Т.А.

Руководители делегаций государств-участников заседания утвердили следующую Повестку дня 33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний



период 2007-2008 гг.

2. О первоочередных мерах по реализации Меморандума о намерениях по итогам встречи руководителей Электроэнергетического Совета СНГ и Министерства энергетики Исламской Республики Иран.

3. О ходе работы по формированию общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

4. О технико-экономическом обосновании синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ.

5. О проекте Соглашения о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных энергосистем.

6. О ходе работ по разграничению балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи.

7. О проекте Модельного соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области использования гидроэнергетических ресурсов трансграничных рек и водоемов.

8. О проекте Модельного соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения безопасности гидротехнических сооружений.

9. О результатах деятельности Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ по разработке документов, необходимых для обмена данными по межгосударственным потокам электроэнергии.

10. О сотрудничестве с ЕВРЭЛЕКТРИК:

10.1. По вопросам создания общего электроэнергетического рынка.

10.2. По осуществлению мониторинга "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ".

11. Разное:

11.1. О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

11.2. О результатах работы целевой рабочей группы КОТК по анализу условий замыкания электрического кольца Россия-Азербайджан-Грузия-Россия и влияния его замыкания на работу энергосистем энергообъединения СНГ.

11.3. О ходе разработки целевой Рабочей группой КОТК технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений.

11.4. Об утверждении уточненного Плана работы КОТК на 2006-2008 гг.

11.5. О вопросах Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.



11.6. О проекте Регламента учета межгосударственных перетоков электроэнергии.

11.7. О проекте Типового договора о создании и порядке использования резервов ресурсов при параллельной работе электроэнергетических систем государств-участников СНГ.

11.8. О финансировании научно-исследовательских работ, включенных в Перечень НИР, подлежащих разработке в 2008-2009 гг.

11.9. О ходе подготовки V Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ в 2008 году.

11.10. Об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2007 год.

11.11. О дате и месте проведения очередного 34-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

12. О досрочном прекращении полномочий Президента Электроэнергетического Совета СНГ и избрании нового Президента ЭЭС СНГ.

1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2007-2008 гг.

(Галстян А.А., Озерец А.В., Турганов Д.Н., Сартказиев Б.Э., Лучников В.А., Гул Ш., Шамсиев Х.А., Давыдов И.А., Копач Т.Н., Аскеров М.А., Саткалиев А.М., Раппопорт А.Н., Мансуров Т.А., Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию руководителей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ об итогах работы национальных энергосистем в осенне-зимний период 2007-2008 гг., Исполнительного комитета и директора КДЦ "Энергия",

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию об итогах работы национальных энергосистем стран СНГ в осенне-зимний период 2007-2008 гг.

2. Считать приоритетной задачей органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний государств Центральноазиатского региона заключение договоров по использованию водно-энергетических ресурсов Сырдарьинского и Амударьинского бассейнов в вегетационный и осенне-зимний периоды 2008-2009 гг.

3. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой Грузии и Туркменистана инициировать перед правительствами вопрос о присоединении к Решению об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках Содружества Независимых Государств от 24 ноября 2006 года.



2. О первоочередных мерах по реализации Меморандума о намерениях по итогам встречи руководителей Электроэнергетического Совета СНГ и Министерства энергетики Исламской Республики Иран.

(Аюев Б.И., Лучников В.А., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя Правления ОАО "СО ЕЭС", Председателя КОТК по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Одобрить Меморандум о намерениях по итогам встречи руководителей Электроэнергетического Совета СНГ и Министерства энергетики Исламской Республики Иран по вопросу сотрудничества в электроэнергетике (синхронизация работы энергосистем) от 18-19 февраля 2008 года.

2. Принять к сведению информацию Председателя Правления ОАО "СО ЕЭС", Председателя КОТК Аюева Б.И. о работе, проводимой во исполнение договоренностей, зафиксированных в Меморандуме.

3. Председателю Правления ОАО "СО ЕЭС", Председателю КОТК Аюеву Б.И. продолжить консультации и в процессе подготовки проектов документов, которые послужат основанием для дальнейшей работы, учесть позиции заинтересованных сторон: Исламской Республики Иран и представителей Азербайджанской Республики, Республики Армения, Грузии и Российской Федерации.

**Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.*

3. О ходе работы по формированию общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ

(Заикина Н.В., Озерец А.В., Турганов Д.Н., Лучников В.А., Копач Т.Н., Саткалиев А.М., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Принять к сведению информацию о разработке проекта Протокола об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ и прилагаемого к нему проекта Общих принципов трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ).

2. Поручить Рабочей группе "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" доработать проекты указанных документов и внести их на рассмотрение очередного заседания Электроэнергетического Совета СНГ.



3. Поручить Рабочей группе "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" совместно с Исполнительным комитетом разработать и внести на рассмотрение очередного заседания ЭЭС СНГ:

- перечень нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ);

- предложения по организации работы по подготовке нормативных правовых документов в соответствии с перечнем.

**Азербайджанская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.*

Членами ЭЭС СНГ были поддержаны формулировки пунктов 4.4 и 5.1.2 проекта Общих принципов, предложенные Республикой Беларусь.

4. О разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ

(Аюев Б.И., Лучников В.А., Турганов Д.Н., Аскеров М.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Одобрить работу, проделанную группой компаний-участниц Соглашения о сотрудничестве от 19 октября 2004 года по выполнению технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ (ТЭО).

2. Поручить Группе компаний ЕЭС/ОЭС подготовить, согласовать с Консорциумом УСТЕ и выпустить окончательный отчет ТЭО.

По предложению Руководителя делегации Украины Лучникова В.А. Руководителю проекта "ТЭО синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ" от ЕЭС/ОЭС Кузьмину С.Е. поручено доложить на 34-м заседании членам ЭЭС СНГ об обстоятельствах публикации Консорциумом УСТЕ несогласованных (по мнению Украины) основных выводов исследования.

5. О проекте Соглашения о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных энергосистем

(Мишук Е.С., Лучников В.А., Турганов Д.Н., Лазарева Н.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Одобрить доработанную редакцию проекта Соглашения о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных энергосистем (**приложение 2**).



2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ внести указанный проект Соглашения на рассмотрение Совета глав правительств СНГ в установленном порядке и одновременно направить в правительства государств-участников Содружества на рассмотрение и согласование.

6. О ходе работ по разграничению балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе работ по разграничению балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи.

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ продолжить работу по завершению юридического оформления разграничения балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи и обеспечению технической эксплуатации и ремонта этих линий на территории своих государств.

3. Просить Министерство энергетики Российской Федерации и Министерство энергетики Республики Беларусь совместно с заинтересованными органами государственного управления принять согласованное решение по юридическому оформлению разграничения балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи России и Беларуси.

4. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ осуществлять мониторинг хода работ по разграничению балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи и ежегодно информировать ЭЭС СНГ по данному вопросу.

7. О проекте Модельного соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области использования гидроэнергетических ресурсов трансграничных рек и водоемов

(Мишук Е.С., Лучников В.А., Давыдов И.А., Самиев Ш.Х., Сыдыков А.Ч., Турганов Д.Н., Лазарева Н.А., Саткалиев А.М., Аскеров М.А., Галстян А.А., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Принять за основу проект Модельного соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области использования гидроэнергетических ресурсов трансграничных рек и водоемов и



соответствующий проект Решения Совета глав правительств Содружества Независимых Государств.

2. Поручить Исполнительному комитету Электроэнергетического Совета СНГ доработать проект Модельного соглашения с учетом высказанных замечаний и предложений государств и внести его на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ.

**Кыргызская Республика подписала настоящее Решение с оговоркой "С замечаниями. П. 10, 12 снять".*

Республика Армения и Республика Молдова воздерживаются от принятия настоящего Решения.

В ходе обсуждения проекта Модельного соглашения представители Республики Таджикистан в Электроэнергетическом Совете СНГ настаивали на исключении статей 10 и 12 проекта Модельного соглашения.

8. О проекте Модельного соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения безопасности гидротехнических сооружений

(Мишук Е.С., Турганов Д.Н., Лучников В.А., Давыдов И.А., Самиев Ш.Х., Сартказиев Б.Э., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Принять за основу проект Модельного соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения безопасности гидротехнических сооружений и соответствующий проект Решения Совета глав правительств Содружества Независимых Государств.

2. Поручить Исполнительному комитету Электроэнергетического Совета СНГ доработать проект Модельного соглашения с учетом высказанных замечаний и предложений государств и внести его на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ.

***Кыргызская Республика подписала настоящее Решение "С замечанием".*

Республика Молдова воздерживается от принятия настоящего Решения.

Республика Казахстан – против принятия настоящего Решения.



9. О результатах деятельности Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ по разработке документов, необходимых для обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии

(Комкова Е.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить разработанные Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ документы:

1.1. Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии (**приложение 3**).

1.2. Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (**приложение 4**).

1.3. Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации "Метрология. Основные термины и определения" (РМГ 29-99) (**приложение 5**).

1.4. Предложения по разработке нормативных и методических документов на 2008–2010 гг. (**приложение 6**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ использовать указанные документы при организации обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии.

10.1. О сотрудничестве с ЕВРЭЛЕКТРИК по вопросам создания общего электроэнергетического рынка

(Заикина Н.В., Лучников В.А., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Принять к сведению информацию о встрече Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК в г. Риме 13 ноября 2007 года.

2. Одобрить решения, принятые на 9-й встрече Президентов ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ в г. Риме (**приложение 7**).

3. Принять к сведению информацию о проделанной работе по формированию Целевых рабочих групп в рамках внедрения Дорожной карты "Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ".



4. Органам управления электроэнергетикой Республики Беларусь, Республики Молдова и Украины назначить полномочных представителей в Целевую рабочую группу по разработке общих принципов трансграничной торговли в сфере электроэнергетики.

5. Поручить сопредседателям Целевой рабочей группы по трансграничному инвестиционному климату и Целевой рабочей группы по разработке общих принципов трансграничной торговли в сфере электроэнергетики регулярно информировать членов Совета о ходе и результатах деятельности групп.

** Азербайджанская Республика подписала настоящее Решение с оговоркой "Принять к сведению".*

Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия пп. 2, 3, 4 и 5 настоящего Решения.

10.2. О сотрудничестве с ЕВРЭЛЕКТРИК по осуществлению мониторинга "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ"

(Сапаров М.И., Мишук Е.С., Давыдов И.А., Лучников В.А., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Одобрить формат Таблицы мониторинга Дорожной карты ЭЭС СНГ-ЕВРЭЛЕКТРИК по окружающей среде (**приложение 8**) с перечнем мер для осуществления мониторинга.

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ обеспечить согласование с ЕВРЭЛЕКТРИК одобренного Электроэнергетическим Советом СНГ формата Таблицы мониторинга Дорожной карты ЭЭС СНГ - ЕВРЭЛЕКТРИК по окружающей среде.

3. Создать постоянно действующую Рабочую группу ЭЭС СНГ по охране окружающей среды.

4. Утвердить руководителем Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды Сапарова Михаила Исаевича, ведущего научного сотрудника ОАО "Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского" (ОАО "ЭНИН").

5. Членам Электроэнергетического Совета СНГ представить кандидатуры в состав Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды.

**Азербайджанская Республика подписала настоящее Решение с оговоркой "Принять к сведению".*

Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.



11. Разное:

11.1. О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ

(Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

2. Поручить Исполнительному комитету продолжить работу по обеспечению дальнейшего рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

11.2. О результатах работы Целевой рабочей группы КОТК по анализу условий замыкания электрического кольца Россия – Азербайджан – Грузия – Россия и влияния его замыкания на работу энергосистем энергообъединения СНГ

(Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Председателя КОТК Б.И. Аюева о результатах работы Целевой рабочей группы КОТК по анализу условий замыкания электрического кольца Россия – Азербайджан – Грузия – Россия и влияния его замыкания на работу энергосистем энергообъединения СНГ и считать ее работу завершённой.

2. Считать целесообразным проводить работу по подготовке организационных и коммерческих условий замыкания электрического кольца Россия – Азербайджан – Грузия – Россия в рамках взаимоотношений между заинтересованными сторонами.

11.3. О ходе разработки целевой Рабочей группой КОТК технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений

(Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Принять к сведению информацию Председателя КОТК Б.И. Аюева о ходе разработки технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений.



11.4. Об утверждении уточненного Плана работы КОТК на 2006-2008 гг.

(Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Утвердить уточненный План работы КОТК на 2006–2008 гг. (приложение 9).

11.5. О вопросах Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики

(Лучников В.А., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Принять к сведению информацию о ходе реализации Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года.

2. Утвердить План работы Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на 2008-2009 гг. (приложение 10).

3. Принять к сведению информационную справку "Инвестирование строительства и реконструкции объектов электроэнергетики государств-участников СНГ, имеющих межгосударственное значение".

4. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ разработать предложения по организации периодических выпусков информационных обзоров по аварийности и травматизму в энергосистемах государств-участников СНГ.

**Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия пп. 2, 3 и 4 настоящего Решения.*

11.6. О проекте Регламента учета межгосударственных перетоков электроэнергии

(Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии (приложение 11).

2. Рекомендовать членам Электроэнергетического Совета СНГ руководствоваться его положениями при решении практических задач в области взаимного обмена электроэнергией.

3. Отметить сложность выполненной работы и объявить благодарность коллективу исполнителей Регламента учета межгосударственных перетоков электроэнергии.



11.7. О проекте Типового договора о создании и порядке использования резервов ресурсов при параллельной работе электроэнергетических систем государств-участников СНГ

(Лучников В.А., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Одобрить проект Типового договора о создании и порядке использования резервов ресурсов при параллельной работе электроэнергетических систем государств-участников СНГ (**приложение 12**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств Содружества использовать указанный Типовой договор в своей практической деятельности.

**Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.*

11.8. О финансировании научно-исследовательских работ, включенных в Перечень НИР, подлежащих разработке в 2008-2009 гг.

(Лучников В.А., Сыдыков А.Ч., Галстян А.А., Турганов Д.Н., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:*

1. Согласиться с предложением Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ" о разработке всех нормативно-технических документов, включенных в Перечень НИР, подлежащих разработке в 2008-2009 гг.

2. Перенести сроки выполнения НИР, указанные в Перечне, на 2009-2010 гг.

3. Просить членов Электроэнергетического Совета СНГ в связи с переносом сроков исполнения указанных НИР дополнительно изучить возможность их финансирования с учетом приемлемой стоимости.

4. Исполнительному комитету доложить на очередном заседании Электроэнергетического Совета СНГ о результатах дополнительного рассмотрения в государствах-участниках СНГ вопроса финансирования научно-исследовательских работ, включенных в Перечень НИР.

**Кыргызская Республика подписала настоящее Решение с оговоркой "С учетом письма от 28.11.2007 г."*

Республика Армения, Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.

Членами ЭЭС СНГ было подчеркнуто, что права на результаты научно-исследовательских работ, принятых в соответствии с Планом НИР, предоставляются органам управления электроэнергетикой или электроэнергетическим объединениям (компаниям) государств, участвовавшим в их финансировании.



11.9. О ходе подготовки V Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ в 2008 году

(Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию о ходе подготовки к Международным соревнованиям специалистов, обслуживающих ВЛ 110 кВ.
2. Одобрить инициативу Украины о проведении Международных соревнований на учебно-тренировочной базе Учебного центра "Укрэнерго" в г. Виннице в период с 14 по 21 сентября 2008 года.
3. В соответствии с Решением 32-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 12 октября 2007 года поручить Исполнительному комитету совместно с руководством АО "КЕГОС" в рабочем порядке решить вопрос о месте и дате проведения 6-х Международных соревнований в 2009 году и доложить на 34-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

11.10. Об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2007 год

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2007 год.
2. Признать работу Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2007 год удовлетворительной.

11.11. О дате и месте проведения очередного 34-го заседания

(Мишук Е.С., Турганов Д.Н., Копач Т.Н., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять предложение _____ о проведении очередного 34-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ в г. _____ ориентировочно 10 октября 2008 года.
2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой государств Содружества до 30 июня 2008 года направить в Исполнительный комитет для формирования проекта Повестки дня перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений на очередном заседании Совета.
3. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, поручений Совета глав государств и Совета глав правительств СНГ, а также предложений, поступивших из государств Содружества, сформировать проект Повестки дня, согласовать его в рабочем порядке с членами Совета и организовать подготовку материалов к заседанию.



12. О досрочном прекращении полномочий Президента Электроэнергетического Совета СНГ и избрании нового Президента ЭЭС СНГ

(Мишук Е.С., Михайлов С.А., Турганов Д.Н., Лучников В.А., Аскеров М.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав информацию Президента Электроэнергетического Совета СНГ Чубайса А.Б.,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Досрочно прекратить полномочия Президента Электроэнергетического Совета СНГ Чубайса Анатолия Борисовича.

2. Избрать Президентом ЭЭС СНГ вновь назначенного представителя Российской Федерации в Электроэнергетическом Совете СНГ Шматко Сергея Ивановича, Министра энергетики РФ, сроком до октября 2008 года.

По предложению представителя Кыргызской Республики в Электроэнергетическом Совете СНГ Сыдыкова А.Ч. членами ЭЭС СНГ Чубайс Анатолий Борисович был избран Почетным Президентом Электроэнергетического Совета СНГ.

Совершено в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству—члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**Президент
Электроэнергетического Совета СНГ**

А.Б. Чубайс

**Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

Е.С. Мишук

Приложение 1

к Протоколу N 33 заседания
Электроэнергетического Совета СНГ

**Список участников
33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**

Азербайджанская Республика

1. **АСКЕРОВ**
Марлен Аскер оглы - Вице-президент ОАО "Азерэнержи"
2. **ИБРАГИМОВ**
Расим Шахсувар оглы - Начальник Управления делами
ОАО "Азерэнержи"
3. **АГАСИЕВ**
Ильхам Алибаба оглы - Заместитель начальника Центральной
диспетчерской службы ОАО "Азерэнержи"

Республика Армения

4. **ГАЛСТЯН**
Арег Арегович - Заместитель Министра энергетики и
природных ресурсов
5. **БАДАЛЯН**
Ваагн Сосович - Начальник Управления внешних связей
Министерства энергетики и природных
ресурсов

Республика Беларусь

6. **ОЗЕРЕЦ**
Александр Владимирович - Министр энергетики
7. **ЯКУБОВИЧ**
Павел Вацлавович - Генеральный директор Государственного
производственного объединения "Белэнерго"
8. **ШИРМА**
Алексей Ростиславович - Генеральный директор РУП "ОДУ"
ГПО "Белэнерго"

Республика Казахстан

9. **ТУРГАНОВ**
Дуйсенбай Нурбаевич - Вице-Министр энергетики и минеральных
ресурсов
10. **САТКАЛИЕВ**
Алмасадам Майданович - Президент АО "Казахстанская компания по
управлению электрическими сетями"
(АО "KEGOC")
11. **ЛИ**
Валерий Константинович - Управляющий директор – экономика и
системные услуги АО "KEGOC"

Кыргызская Республика

12. **СЫДЫКОВ**
Автандил Чынтурганович - Генеральный директор
ОАО "Национальная электрическая сеть
Кыргызстана"
13. **САРТКАЗИЕВ**
Бакирдин Эшимбетович - Генеральный директор
ОАО "Электрические станции"
14. **ДАВЫДОВ**
Ильяс Абдуллоевич - Заместитель Генерального директора
ОАО "Электрические станции"

Республика Молдова

15. **КОПАЧ**
Тудор Николаевич - Заместитель Министра экономики и торговли
16. **РЫМИШ**
Марк Георгиевич - Управляющий Государственного
предприятия "Молдэлектрика"

Российская Федерация

17. **ЧУБАЙС**
Анатолий Борисович - Президент
Электроэнергетического Совета СНГ,
Председатель Правления
ОАО РАО "ЕЭС России"
18. **РАППОПОРТ**
Андрей Натанович - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
Председатель Правления ОАО "ФСК ЕЭС",
управляющий директор БЕ "Сети"
19. **АЮЕВ**
Борис Ильич - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
Председатель Правления ОАО "СО-ЦДУ
ЕЭС", Председатель КОТК
20. **ЗУБАКИН**
Василий Александрович - Заместитель Председателя Правления
ОАО "ГидроОГК"
21. **ТРАПЕЗНИКОВ**
Андрей Владиславович - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
полномочный представитель по
взаимодействию со СМИ
22. **СТЕПАНОВ**
Николай Васильевич - Руководитель Департамента оперативно-
технического сопровождения ВЭД Блока
трейдинга ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
23. **ДАЦКО**
Ксения Андреевна - Начальник Департамента внешних связей и
протокола ОАО РАО "ЕЭС России"

24. **ЗАЙКИНА**
Наталья Вячеславовна - Первый заместитель начальника
Департамента рынка ЦУР ОАО РАО "ЕЭС
России", Руководитель РГ "Формирование и
развитие общего электроэнергетического
рынка стран СНГ"
25. **ЛЕБЕДЕНКО**
Фатима Назировна - Главный эксперт Департамента внешних
связей и протокола ОАО РАО "ЕЭС России"
26. **ФУРДЮК**
Сергей Васильевич - Ведущий эксперт Юридического
Департамента ОАО РАО "ЕЭС России"
27. **МИХАЙЛОВ**
Сергей Алексеевич - Директор Департамента государственной
энергетической политики Министерства
промышленности и энергетики РФ
28. **ДОРЖИНКЕВИЧ**
Станислав Иренеушович - Заместитель Директора Департамента
государственной энергетической политики
Министерства промышленности и энергетики
РФ
29. **ПАВЛОВА**
Валентина Семеновна - Заместитель начальника отдела
Департамента государственной
энергетической политики Министерства
промышленности и энергетики РФ
30. **ФЕСЕНКО**
Дмитрий Александрович - Сотрудник Департамента электроэнергетики,
специалист сводного отдела Министерства
промышленности и энергетики РФ

Республика Таджикистан

31. **ГУЛ**
Шерали - Министр энергетики и промышленности
32. **САМИЕВ**
Шарифхон Хамидович - Председатель Открытой Акционерной
Холдинговой Компании "Барки Точик"
33. **ГУЛОВ**
Рашид Раджабович - Заместитель главного инженера
ОАХК "Барки Точик"
34. **ИКРОМОВ**
Хушнуд Максудович - Представитель Министерства энергетики и
промышленности Республики Таджикистан в
Российской Федерации
35. **ЮСУПОВ**
Абдувохид Валимардонович - Заместитель директора Представительства
ОАХК "Барки Точик"
в Российской Федерации

Украина

36. **ЛУЧНИКОВ**
Владимир Андреевич - Заместитель Министра топлива и энергетики
37. **КУЧЕР**
Максим Васильевич - Начальник Службы внешнеэкономических связей НЭК "Укрэнерго"
38. **ЛОБУР**
Елена Владимировна - Начальник отдела двустороннего сотрудничества Министерства топлива и энергетики

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ

39. **МИШУК**
Евгений Семенович - Председатель
40. **ПОЛЫЕВА**
Абадан Реджеповна - Заместитель Председателя

Наблюдатели в Электроэнергетическом Совете СНГ**От ООО "Сименс"**

41. **КОЗЛОВ**
Юрий Александрович - Вице-президент, Руководитель Департамента передачи и распределения энергии Сектора энергетики

От Ассоциации "Гидропроект"

42. **ЗОЛОТОВ**
Лев Алексеевич - Первый вице-президент
43. **КИСЕЛЕВ**
Николай Павлович - Директор Института "Гидропроект"

От ОАО "ВО "Технопромэкспорт"

44. **ГРЕБЕНЩИКОВ**
Геннадий Васильевич - Региональный директор по России и странам СНГ

Приглашенные**От Евразийского Экономического Сообщества**

45. **МАНСУРОВ**
Таир Аймухаметович - Генеральный секретарь

От Исполнительного комитета СНГ

46. **КУЛИ-ЗАДЕ** - Заместитель директора Департамента
Аладдин Мусеибович экономического сотрудничества
47. **ЛАЗАРЕВА** - Советник Департамента экономического
Наталья Андреевна сотрудничества

От КДЦ "Энергия"

48. **ШАМСИЕВ** - Директор
Хамидулла Аманович

От Посольства Республики Беларусь в РФ

49. **САДОХО** - Временный поверенный в делах Республики
Валерий Евгеньевич Беларусь в РФ

От БЕ "Сети"

50. **ШАРОВ** - Заместитель Управляющего директора-
Юрий Владимирович Руководитель проектной группы по
управлению внешнеэкономической
деятельностью БЕ "Сети"

От ОАО РАО "ЕЭС России"

51. **ЖИХАРЕВ** - Главный эксперт Департамента рынка
Алексей Борисович

От ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"

52. **АРТАМОНОВ** - Заместитель Генерального директора по
Вячеслав Юрьевич трейдингу
53. **ДУДКИН** - Руководитель Дирекции по работе в странах
Дмитрий Николаевич Закавказского региона Департамента
внешнеэкономической деятельности

От ОАО "ГидроОГК"

54. **СЕРГЕЕВ** - Член Правления ОАО "ГидроОГК"
Александр Юрьевич

От ОАО "СО ЕЭС"

55. **КУЗЬМИН** - Руководитель Центра интеграции
Сергей Евгеньевич энергообъединений

От ОАО "ФСК ЕЭС"

56. **ПРЯДЕИН** - Директор по развитию и взаимоотношению
Виктор Васильевич с клиентами

От ФГУП "Концерн "РОСЭНЕРГОАТОМ"

44. **ПИЛЬНЕНСКАЯ** - Руководитель Департамента энергосбыта
Ольга Кимовна

От Евразийского банка развития

57. **ВИНОКУРОВ** - Начальник Отдела экономического анализа
Евгений Юрьевич и консалтинга
58. **МИРОНЕНКОВ** - Начальник Отдела технического содействия
Александр Петрович

От Филиала ОАО "НТЦ электроэнергетики"

59. **КОМКОВА** - Главный метролог, заместитель
Елена Валерьевна руководителя РГ по метрологическому
обеспечению электроэнергетической
отрасли СНГ

От ОАО "ЭНИН"

60. **САПАРОВ** - Ведущий научный сотрудник
Михаил Исаевич

ЗАО "Управляющая компания Корпоративного энергетического университета"

61. **САЛТАНОВ** - Заместитель Председателя Правления
Максим Геннадьевич

От МОП "Электропрофсоюз"

62. **БОНДАРЕВ** - Председатель
Василий Ильич
63. **ВАХРУШКИН** - Член Совета, Председатель Общественного
Валерий Николаевич объединения "Всероссийский Электро-
профсоюз"

Приложение 2

ОДОБРЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 33 от 23 мая 2008 года

Проект

СОГЛАШЕНИЕ

о сотрудничестве государств - участников Содружества Независимых Государств в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем

Государства – участники Содружества Независимых Государств в лице правительств, именуемые в дальнейшем Сторонами,

руководствуясь Соглашением о взаимном признании прав и регулировании отношений собственности от 9 октября 1992 года, Соглашением о сотрудничестве в области инвестиционной деятельности от 24 декабря 1993 года и двусторонними договоренностями,

реализуя Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств - участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года и Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств - участников Содружества Независимых Государств от 25 мая 2007 года,

понимая важность обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств - участников Содружества Независимых Государств и бесперебойного энергоснабжения потребителей,

признавая насущную необходимость и заинтересованность в совместном решении вопросов эксплуатации электроэнергетических систем государств - участников Содружества Независимых Государств,

согласились о нижеследующем:

Статья 1

Для целей настоящего Соглашения следующие термины и понятия означают:

электроэнергетическая система – совокупность электроэнергетических объектов на территории государства - участника СНГ, средств эксплуатации и управления ими, связанных единым процессом производства, передачи и распределения электрической энергии (мощности);

хозяйствующий субъект – юридическое лицо, осуществляющее в соответствии с национальным законодательством государства один или несколько видов деятельности, связанных с производством, передачей или распределением электрической энергии, а также её куплей-продажей;

межгосударственная линия электропередачи – линия электропередачи, проходящая по территории двух и более государств - участников СНГ;

бригада обслуживания – группа квалифицированных специалистов хозяйствующего субъекта, уполномоченная на проведение соответствующих профилактических и ремонтных работ на межгосударственных линиях электропередачи и оснащенная специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами.

компетентный орган – орган, назначаемый Стороной для координации работ, связанных с реализацией настоящего Соглашения.

Статья 2

Целью настоящего Соглашения является создание нормативно-правовой базы в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем Сторон, направленной на обеспечение их надежной и эффективной работы.

Статья 3

Стороны обеспечивают благоприятные условия хозяйствующим субъектам для обслуживания межгосударственных линий электропередачи с учетом действующих между Сторонами многосторонних и двусторонних соглашений и их национального законодательства.

Статья 4

Хозяйствующие субъекты Сторон могут заключать договоры на обслуживание межгосударственных линий электропередачи, включая техническое обслуживание и ремонт, с учетом обеспечения соответствия их технического состояния требованиям надежного энергоснабжения потребителей и устойчивой работы электроэнергетических систем.

Статья 5

Стороны предоставляют право упрощенного порядка пересечения государственных границ членам бригад обслуживания в соответствии с законодательством Стороны, на территории которой осуществляется обслуживание межгосударственных линий электропередачи.

Статья 6

Стороны обеспечивают беспрепятственный ввоз на свою территорию и вывоз со своей территории необходимых для обслуживания и ремонта межгосударственных линий электропередачи транспортных средств, специальной техники, оборудования, снаряжения, инструментов и материалов, которые подлежат упрощенному таможенному оформлению и таможенному контролю путем подачи уведомлений в соответствующие органы Сторон. В уведомлениях указывается состав бригад обслуживания, номенклатура и количество ввозимых/вывозимых транспортных средств, специальной техники, оборудования, снаряжения, инструментов и материалов.

Статья 7

Бригады обслуживания, транспортные средства, специальная техника, оборудование, снаряжение, инструменты и материалы могут направляться на территорию другой Стороны наземным, воздушным либо водным транспортом.

В случае использования воздушного транспорта каждая Сторона в соответствии с национальным законодательством представляет разрешение на осуществление полетов и указывает соответствующие маршруты пролетов и пункты посадки на своей территории.

Статья 8

Стороны обязуются не взимать таможенные пошлины, сборы и налоги, а также не применять ограничения нетарифного характера при перемещении через их государственные границы транспортных средств, специальной техники, оборудования, снаряжения, инструментов и материалов, необходимых для обслуживания и ремонта межгосударственных линий электропередачи.

Статья 9

Ввезенные на территорию Стороны транспортные средства, специальная техника, снаряжение, оборудование, инструменты и неизрасходованные материалы подлежат обратному вывозу.

Если материалы или часть их остаются на территории другой Стороны, то они подлежат таможенному оформлению в соответствии с законодательством Сторон.

Статья 10

Стороны в соответствии с национальным законодательством примут необходимые меры по разработке нормативных правовых актов для реализации положений настоящего Соглашения.

Статья 11

Стороны информируют друг друга об изменениях национального законодательства, затрагивающего положения настоящего Соглашения.

Статья 12

Координация работ по реализации настоящего Соглашения со стороны межправительственных органов отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств возлагается на Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ.

Статья 13

Настоящее Соглашение не затрагивает обязательства Сторон по другим международным договорам, участниками которых являются Стороны.

Статья 14

Спорные вопросы между Сторонами, связанные с применением или толкованием настоящего Соглашения, решаются путем переговоров.

Статья 15

Настоящее Соглашение вступает в силу с даты его подписания, а для государств, законодательство которых требует выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для его вступления в силу, - с даты передачи депозитарию документов о выполнении внутригосударственных процедур. О необходимости проведения таких процедур Стороны сообщают депозитарию в течение трех месяцев с даты подписания настоящего Соглашения.

Статья 16

Настоящее Соглашение действует в течение пяти лет. По истечении этого срока настоящее Соглашение автоматически продлевается каждый раз на 5-летний период, если Стороны не примут иного решения.

Статья 17

Настоящее Соглашение открыто для присоединения государств – участников Содружества Независимых Государств, а также третьих государств, разделяющих его цели и принципы, путем передачи депозитарию документов о таком присоединении.

Присоединение третьих государств считается вступившим в силу, если ни одна из Сторон не выступит против такого присоединения в течение трех месяцев путем направления депозитарию соответствующего уведомления.

Статья 18

В настоящее Соглашение могут быть внесены изменения и дополнения с общего согласия всех Сторон, которые оформляются соответствующими протоколами, являющимися неотъемлемой частью настоящего Соглашения и вступающими в силу в порядке, предусмотренном статьей 15 настоящего Соглашения.

Статья 19

Любая из Сторон может выйти из настоящего Соглашения, направив письменное уведомление об этом депозитарию не позднее, чем за шесть месяцев до даты выхода, урегулировав свои обязательства, возникшие за время действия настоящего Соглашения.

Совершено в городе _____ 200_ года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Содружества Независимых Государств, который направит каждому государству, подписавшему настоящее Соглашение, его заверенную копию.

**За Правительство
Азербайджанской Республики**

**За Правительство
Республики Молдова**

**За Правительство
Республики Армения**

**За Правительство
Российской Федерации**

**За Правительство
Республики Беларусь**

**За Правительство
Республики Таджикистан**

**За Правительство
Грузии**

**За Правительство
Туркменистана**

**За Правительство
Республики Казахстан**

**За Правительство
Республики Узбекистан**

**За Правительство
Кыргызской Республики**

**За Правительство
Украины**

Приложение 3

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ
СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ**

**Унифицированный формат макета обмена данными
по учету межгосударственных перетоков
электроэнергии**

**г. Москва
2008 г.**

Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии

ОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ

Протокол заседания Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли Содружества Независимых Государств. Протокол № 6 от 16 августа 2007 г. Утвержден Председателем Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

РЕДАКЦИЯ ДОКУМЕНТА 3.0

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Предмет и сфера действия
2. Используемые термины и определения
3. Решаемые задачи
4. Общие положения
5. Структура и формат макета

1. ПРЕДМЕТ И СФЕРА ДЕЙСТВИЯ

1.1. Настоящий документ устанавливает формат взаимообмена данными по учету электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи (МГЛЭП) между национальными автоматизированными системами коммерческого учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) стран СНГ. В качестве основных источников данных по учету электроэнергии должны использоваться Центральные базы данных АСКУЭ.

1.2. Сфера действия

Положения настоящего документа распространяются на участников электроэнергетического рынка стран СНГ.

При наличии у участников межгосударственных перетоков систем АСКУЭ, сертифицированных и принятых в промышленную эксплуатацию и согласованных всеми участниками, и при наличии в этих системах встроенных штатных средств межмашинного обмена рекомендуется использовать эти средства для обмена данными.

В случаях, когда АСКУЭ не сертифицирована, либо когда АСКУЭ не имеет встроенных средств межмашинного обмена, рекомендуется использовать описанный в данном документе формат.

2. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Трактовка
Система (system)	Взаимосвязанная общим управлением, назначением или условиями функционирования, образующая единое целое совокупность различных объектов и отношений между ними.
Информационная система (Information system) (Data system)	Совокупность содержащейся в системе информации и обеспечивающих её обработку информационных технологий и технических средств.
Измерительная система (Measuring system)	<p>Измерительная система - совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого пространства с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому пространству.</p> <p>Измерительная система предназначена для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для автоматической обработки, передачи и/или использования в автоматических системах управления.</p> <p>В зависимости от назначения измерительные системы подразделяются на:</p> <ul style="list-style-type: none"> измерительные информационные, измерительные контролирующие, измерительные управляющие и др.
Автоматическая система (Automatic system)	Совокупность управляемого объекта и автоматических управляющих устройств, функционирующая самостоятельно, без участия человека.
Автоматизированная система (Automated system)	Комплекс технических, программных, др. средств и персонала, предназначенный для автоматизации различных процессов. В отличие от автоматической

	системы не может функционировать без участия человека.
Автоматическая измерительная система [АИС]	Измерительная система, снабженная средствами автоматического получения и обработки измерительной информации.
Измерительная информационная система [ИИС]	Измерительная система, предназначенная для целей представления измерительной информации в виде, необходимом потребителю.
Канал передачи данных [Канал связи] [Канал] (Data communication channel) (DCC) (Channel)	Канал передачи данных - часть коммуникационной сети, состоящая из технических средств передачи и приема данных, включая линию связи, а также средств программного обеспечения и протоколов. Каналы передачи данных связывают между собой пары конечных терминалов.
Линия связи (Line)	Технические устройства и физическая среда, обеспечивающие передачу данных.
Физический канал (Physical link)	Средство передачи сигналов между системами и их компонентами. Физический канал состоит из одной или нескольких физических сред и аппаратуры передачи данных. Точки соединения сред и аппаратуры характеризуются интерфейсами. В физическом канале организуются логические каналы.
Средство измерений (Measuring instrument)	Техническое средство, используемое при измерениях и имеющее нормированные метрологические свойства. Средства измерений различаются: * по конструктивному исполнению - на меры, измерительные приборы, измерительные установки, измерительные системы и измерительные комплексы; * по уровню автоматизации – на неавтоматические, автоматизированные и автоматические; и по др. признакам.
АСКУЭ	Автоматизированная Система Контроля и Учета Электроэнергии.
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.
Измерительный комплекс [ИК]	Измерительный комплекс средств учета электроэнергии – совокупность устройств одного присоединения, предназначенных для измерения и учета электроэнергии (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии и их линии связи) с приписанными метрологическими

	характеристиками и соединенных между собой по установленной схеме. Измерительный комплекс средств учета электроэнергии является неотъемлемой частью присоединения.
Измерительный прибор	Средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне. По способу индикации значений измеряемой величины измерительные приборы разделяют на показывающие и регистрирующие. По действию измерительные приборы разделяют на интегрирующие и суммирующие. Различают также приборы прямого действия и приборы сравнения, аналоговые и цифровые, самопишущие и печатающие приборы (РМГ 29-99 ст. 6.11).
Коммерческий (расчетный) учет	Система измерений объемов производства, передачи и потребления электрической энергии с использованием аттестованных измерительных систем, осуществляющих измерения с точностью, установленной в нормативно-технической документации, и предназначенная для подготовки данных к выполнению финансовых расчетов.
Линия электропередачи	Электроустановка, состоящая из проводов и (или) кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии.
Макет	Файл установленного формата, служащий для унифицированного обмена информацией.
МГЛЭП	межгосударственные линии электропередачи
НСИ	Нормативно-справочной информация
ПС	см. Электрическая подстанция
ПУЭ	Правила Устройства Электроустановок, издание 6,7
Расчетные счетчики	Счетчики, устанавливаемые для расчетного/коммерческого учета. Если счетчик подключен с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения, то в целом они составляют измерительный комплекс средств учета электроэнергии. Лит. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7.
Счётчик (электрический)	Электроизмерительный прибор для учёта электроэнергии, отдаваемой станцией в сеть или получаемой потребителем от сети за определённый промежуток времени. По характеру выполняемого измерения С.э. относятся к интегрирующим измерительным приборам.
Учёт	Учет - установление наличия количества чего-нибудь

	путем подсчетов.
Точка учета электроэнергии (ТУ)	<p>Место в электрической схеме (сети), в которой с помощью измерительного комплекса учета электроэнергии определяется значение электроэнергии (мощности). Расположение составляющих измерительного комплекса учета электроэнергии в современных условиях является предметом соглашения между смежными участниками оборота электроэнергии.</p> <p>Под местом расположения ИК понимается точка подключения ТТ к первичной электрической цепи (к сетевому элементу). При этом считается, что точка подключения ТН к первичной электрической цепи находится в такой близости к точке подключения ТТ, что погрешностью измерения значения электроэнергии из-за их взаимного расположения можно пренебречь.</p>
Отдача (электрической энергии в ТУ)	Электрическая энергия, переданная за границу балансовой принадлежности.
Прием (электрической энергии в ТУ)	Электрическая энергия, принятая из-за границы балансовой принадлежности.
Энергообъект (объект электроэнергетики)	Электрическая станция, электрическая или тепловая сеть.
Эксплуатирующая организация	Владелец энергообъекта, осуществляющий его эксплуатацию.
Электрическая подстанция	Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.
Электрическая сеть	Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.
Электростанция	Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.
Энергоустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.

Электроустановка	Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.
GMT (Greenwich Mean Time)	Время по гринвичскому меридиану, Гринвичское время, точка отсчета времени; GMT действует в Великобритании, Ирландии, Португалии.
UT (Universal Time)	То же, что GMT
CET (Central European Time)	Центральноевропейское время (+1 от Гринвича; CET действует на всей континентальной западной Европе кроме Португалии).
UCT (Universal Coordinated Time)	всемирное координированное время
UCTE	(Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) "Союз для Координации Передачи Электричества" - ассоциация операторов системы передачи в континентальной Европе в 23 странах.
Internet Assigned Numbers Authority	Центральный координатор по присвоению уникальных параметров протоколов Internet (уполномоченный Общества Internet (ISOC) и Федерального Совета сети (FNC).
IEC 62056-61	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control. Part 61: Object identification system (OBIS)
Период измерений (measurement time interval)	Интервал времени, через который должны производиться измерения.
Профиль (нагрузки) (load profile) (LP)	Данные измерений, привязанные к меткам времени единого периода измерений. load profile - диаграмма нагрузки.
Синхронизация (Synchronizing)	Процедура согласования объектами времени выполнения ими процессов обработки или передачи данных. Синхронизация осуществляется: - на физическом уровне: посредством тактирования, задающего единый стандарт дискретного времени для управления процессом передачи сигналов; - на остальных уровнях: посредством передачи специальных блоков данных либо введением в головную часть блоков специальных полей (флагов).

HTML	(англ. сокр. HyperText Markup Language) - язык гипертекстовой разметки HTML - язык разметки исходного текста веб-документа, включающий специальные символы (теги), которые позволяют веб-браузеру сконструировать из текста дизайн.
XML	(англ. сокр. Extensible Markup Language) - расширяемый язык разметки, произносится "экс-эм-эль". Стандарт на представление данных, ориентированный, в частности, на обмен информацией между независимыми участниками. В отличие от HTML предназначен для представления информации в рафинированном виде, более пригодном для программной обработки, а не для восприятия человеком.
СУБД	(инф.) Система управления базой данных
Реляционная модель данных	(инф.) Модель данных, в основе которой лежит мат. аппарат теории множеств. При этом для обработки данных также используется аппарат теории множеств (объединение, пересечение, разность, декартово произведение и т.д).
Сущность (Entity)	(инф.) Любой различимый объект (объект, который мы можем отличить от другого), информацию о котором необходимо хранить в базе данных.
Атрибут (сущности)	(инф.) Поименованная характеристика сущности. Его наименование должно быть уникальным для конкретного типа сущности, но может быть одинаковым для различного типа сущностей.
Ключ	(инф.) Минимальный набор атрибутов, по значениям которых можно однозначно найти требуемый экземпляр сущности.
Отношение (сущностей) (Relationship)	(инф.) Ассоциирование двух или более сущностей
Отношение ОДИН-К-ОДНОМУ (1:1)	(инф.) Один из возможных видов связей между сущностями, когда в каждый момент времени каждому представителю (экземпляру) одной сущности соответствует 1 или 0 представителей другой.
Отношение ОДИН-КО-МНОГИМ (1:M)	(инф.) Один из возможных видов связей между сущностями, когда в каждый момент времени каждому представителю (экземпляру) одной сущности соответствует 0, 1 или несколько представителей другой.
ER-диаграмма (Entity-Relationship)	(инф.) ER-диаграмм представляют собой стандартный способ определения данных и отношений между ними.

3. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

3.1. С целью обеспечения энергосистем государств-участников СНГ и их партнеров по международному энергетическому сотрудничеству достоверной и легитимной информацией по учету электроэнергии унифицировать процедуру и регламент обмена информацией между АСКУЭ стран СНГ. Эта информация должна быть основой для осуществления взаиморасчетов и определения других необходимых обязательств при планировании электрических режимов параллельной работы энергосистем стран СНГ.

3.2. Унифицированная процедура и регламент обмена информацией должны стать основой последующей разработки правил взаимного признания легитимности и достоверности получаемых данных АСКУЭ.

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. В соответствии с Решением Совета глав правительств СНГ от 24 ноября 2006 года об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках СНГ, в качестве единого времени для обмена информацией устанавливается СЕТ (Central European Time) - центральноевропейское время (плюс 1 час от Гринвича). Данное Решение СГП СНГ допускает в дальнейшем объединение энергосистем СНГ и ОЭС Балтии с энергообъединением УСТЕ.

4.2. В качестве способов обмена информацией между АСКУЭ стран СНГ рекомендуется использовать два основных способа.

4.2.1. При отсутствии каналов связи, выделяемых и закрепляемых для обмена информацией между АСКУЭ, основным способом обмена является электронная почта. Обмен информацией осуществляется с помощью файлов установленного формата (далее - макетов). Структура и формат макетов описаны в настоящем документе.

4.2.2. В случаях, если у участников информационного обмена используются сертифицированные системы АСКУЭ с встроенными подсистемами обмена информацией между центрами сбора и обработки данными (межмашинный обмен), то рекомендуется использовать эти средства для организации обмена данными.

Выбор конкретных каналов связи определяется возможностями систем АСКУЭ и закрепляется в рамках конкретных договоров.

5. СТРУКТУРА И ФОРМАТ МАКЕТА

5.1. Обмен информацией осуществляется с помощью файлов установленного формата - макетов.

В качестве основы для формирования макетов используется XML (Extensible Markup Language) в соответствии со спецификацией 1.0.

5.2. Правила кодирования информации

5.2.1. Анализ текущей ситуации

Системы АСКУЭ существуют и эксплуатируются достаточно давно (более 10 лет).

За это время в разных регионах/энергосистемах/странах сложились определенные традиции по обмену информацией. В качестве основного средства передачи информации между смежными системами изначально использовалась электронная почта, а сам обмен данными базировался на файлах определенной структуры.

За время существования АСКУЭ сложилось несколько форматов файлов, ставших региональными стандартами де-факто для обмена информацией. Наибольшее распространение получили следующие форматы:

- * макет АСКП (Россия (регионы ОДУ Центра, ОДУ Сев. Кавказа, ОДУ Сев.Запада));

- * макет 63002 (Россия (регионы ОДУ Урала, ОДУ Сибири));

- * макет 60002 (Россия (регион ОДУ Ср.Волги));

- * макеты 80020 и 51070 (Россия (НП АТС));

- * макет КЕГОС (Казахстан).

Анализ структур и принципов кодирования этих макетов показывает, что они построены на основе сильно отличающихся подходов. В частности, имеют место совершенно разные системы кодирования, никак не согласующиеся между собой. Одни макеты ориентированы на кодирование электрических схем и объектов, другие - на кодирование организационных структур, третьи - на юридические образования и т.д. Этим различия не ограничиваются, в макетах используются разные подходы и к представлению самих данных. В частности, одни макеты отображают данные без округлений (с полной точностью), другие их округляют, третьи искажают первичные данные, используя бухгалтерское округление. Также сильно отличаются и подходы к диагностической информации.

5.2.2. Общие принципы кодирования

5.2.2.1. Для организации обмена потребуется единый центр сопровождения НСИ;

5.2.2.2. Должна быть использована абстрактная система идентификации (не несущая никакой смысловой нагрузки);

Всю описательную часть идентификационных кодов участники информационного обмена получают из единого центра сопровождения НСИ;

5.2.2.3. Идентификационные коды не должны меняться после их утверждения и фиксации в едином центре сопровождения НСИ (не должны зависеть от изменений в структурах административно-хозяйственного управления, смены собственников, структуры энергообъектов и т.д.);

5.2.2.4. Данные должны передаваться без усечения значности счетчиков (соответствующие заявленному классу счетчика);

5.2.2.5. Данные должны передаваться вместе с диагностической информацией;

5.2.2.6. В макете, помимо обязательной информации, должна быть возможность передавать дополнительную, опционную информацию;

5.2.2.7. Должна быть возможность поддерживать версию макета.

5.2.3. Базовые кодируемые сущности энергообъектов

ТАБЛИЦА 1.

Сущность	Трактовка
Объект (Электроустановка)	Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии. ПРИМЕЧАНИЕ Применительно к данному документу в качестве электроустановок рассматриваются: <ul style="list-style-type: none"> • Электростанция • Электрическая подстанция (ПС)
Точка учета [ТУ]	Место в электрической схеме (сети), в которой с помощью <i>измерительного комплекса</i> учета электроэнергии определяется значение электроэнергии (мощности).

	<p>Расположение <i>составляющих</i> измерительного комплекса учета электроэнергии является предметом соглашения между смежными участниками оборота электроэнергии.</p> <p>Под <i>местом расположения</i> ИК понимается точка подключения ТТ к первичной электрической цепи (к сетевому элементу).</p>
Измеряемая величина	<p>В качестве основы для кодирования принимается ИЕС 62056-61 и ИЕС 61268 (детализовано ниже)</p>
Значение	<p>Значение измеряемой величины, измеренное и зафиксированное счетчиком за период измерений.</p>

ПРИМЕЧАНИЯ:

- 1) Параметры описания составляющих *измерительного комплекса* (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии и их линии связи) являются атрибутами ТУ. Составляющие ИК могут меняться (замена счётчиков и т.д.), но при этом именно ТУ остаётся неизменной;
- 2) В качестве кодируемой сущности рассматривается именно Точка Учета (измерений), а не точка поставки (на межгосударственной границе), поскольку Точка Учета принадлежит объекту (ЭС или ПС). Кроме того, при несовпадении точки измерений и точки поставки возможны варианты, когда электроэнергия в точке поставки определяется расчетным путем по данным нескольких счетчиков в разных точках измерений с учетом потерь.

5.2.3.1. ER-диаграмма описания энергообъектов.

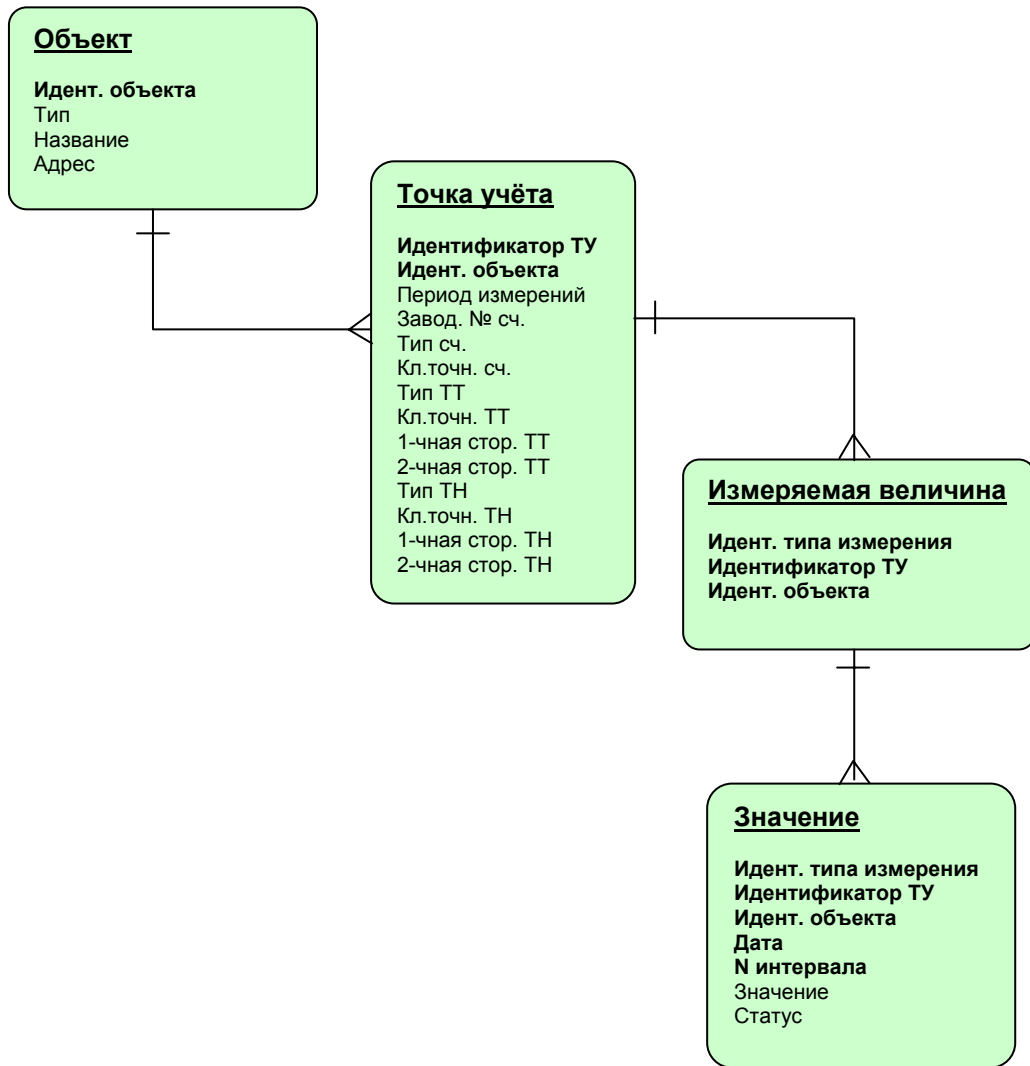


Рис.1 ER-диаграмма описания энергообъектов

ТАБЛИЦА 2.

Сущность	Атрибут	Описание
Объект	Идент. объекта	<p>1. Цифровой 9-ти разрядный код</p> <p>2. Первичный ключ сущности <i>объект</i></p> <p>3. Правило формирования Каждой стране-участнице (или организации, например, УСТЕ) выдается диапазон значений. [Идентификатор объекта] формируется по следующему правилу: * две цифры старших разрядов (слева) - <код участника>; должен браться из справочника (таб.3) * оставшиеся 7 цифр - <код объекта>; каждая страна может согласовать свои внутренние правила формирования <кода объекта></p> <p>Структура [идентификатора объекта] : XXYYYYYY XX <код участника></p> <p>инф. обмена YYYYYY <код объекта></p> <p>Пример [идентификатора объекта] : 110000273 11 - Армения 273 - код объекта</p> <p>4. Изменение остается неизменным в течение всего времени существования <i>объекта</i></p>
Точка учета	Идентификатор ТУ	<p>1. Цифровой 4-х разрядный код</p> <p>2. Уникален в рамках <i>объекта</i></p> <p>3. Правило формирования Определяется страной-участником или организацией. Рекомендуется присваивать значения по номеру присоединения на однолинейной эл. схеме.</p> <p>4. Изменение Остается неизменным в течение всего времени существования <i>объекта</i></p>

	Период измерений	<p>1. Целое 2-х разрядное число</p> <p>2. Правило формирования Присваивается равным <i>периоду измерений</i> в ТУ (период коммерческого профиля)</p> <p>ПРИМЕЧАНИЕ В разных странах принят разный период коммерческого профиля. Значение должно быть равно запрограммированному в счетчике.</p>
Измеряемая величина	Идент. типа измерения	<p>1. Цифровой 2-х разрядный код</p> <p>2. Уникален в рамках <i>ТУ объекта</i></p> <p>3. Правило формирования</p> <p>1) В качестве основы для кодирования типов измеряемых величин принимается IEC 62056-61. (таб.4)</p> <p>2) В качестве определения понятий «прием»(импорт) и «отдача»(экспорт) принимается IEC 61268 (см. рис.2)</p>
Значение	Дата	<p>1. Дата измерения, усеченная до дня</p> <p>2. Правило формирования Значение в БД может быть в любом часовом поясе. При формировании макета дата должна быть преобразована к CET - центральноевропейское время (+1 от Гринвича; без перехода ЛЗ)</p> <p>3. Представление в макете 1) формат ГГГГММДД</p>
	N интервала	<p>1. Положительное целое 3-х разрядное число</p> <p>2. Правило формирования в макете 1) N интервала – порядковый номер интервала измерений с начала суток; 2) значение первого интервала в сутках по времени CET (Central European Time) равно 1</p>

	Значение	<p>1. Положительное дробное число</p> <p>2. Правило формирования в макете</p> <p>1) Значения должны передаваться без усечения значности счетчиков (соответствующие заявленному классу счетчика);</p> <p>2) В качестве десятичного разделителя используется «.» (точка)</p> <p>3) Максимальное кол-во знаков после запятой - 5</p> <p><u>ПРИМЕЧАНИЕ</u></p> <p>Недопустимо производить какие либо округления (арифметическое/ бухгалтерское), т.к. это приведет к серьезным проблемам при финансовых расчетах по тарифным зонам и взаимопроверках. В частности:</p> <p>* при бухгалтерском округлении – часть энергии, отпущенной по одному тарифу, может быть перенесена «переходящим остатком» в другую тарифную зону.</p> <p>Аналогичные проблемы возникнут и на границах дат, месяцев и т.д.;</p> <p>* при арифметическом округлении неизбежно возникнут расхождения между первичными данными, измеренными и зафиксированными счетчиками и данными, представленными в макете с другим (возможно, часовым) периодом;</p> <p>* представление первичных данных в преобразованном (округленном) виде создает массу проблем и при взаимопроверках, т.к. первоисточником всегда считаются данные, хранимые в счетчиках.</p>
--	----------	--

	Статус	<p>1. Положительное целое одноразрядное число</p> <p>2. Правила формирования</p> <p>1) Присваиваются каждому интервалу измерений;</p> <p>2) Статус приравнивается = 0 и его необязательно указывать в макете, если выполняются следующие условия:</p> <p>* данные за интервал измерений получены со счетчика, и его система самодиагностики указывала на штатный режим работы;</p> <p>* в журнале событий счётчика нет никакой информации, касающейся данного интервала измерений.</p> <p>3) Коды других статусов будут представлены позже.</p>
--	--------	---

5.2.3.2.1. Код участника

Код участника – две цифры старших разрядов (слева) в идентификаторе объекта (используются при формировании идентификационного кода объекта).

ТАБЛИЦА 3.

Код	Участник информационного обмена
10	Азербайджан
11	Армения
12	Белоруссия
13	Грузия
14	Казахстан
15	Кыргызстан
16	Молдова
17	Россия
18	Таджикистан
19	Туркмения
20	Узбекистан
21	Украина
22	Участники USTE

Для новых участников коды присваиваются последовательно, в порядке поступления.

5.2.3.2.2. Кодирование типов измеряемых величин в ТУ

За основу принимается IEC 62056-61

Кодировка типов измеряемых величин. ТАБЛИЦА 4.

Код	Тип
1	АЭ прием (+)
2	АЭ отдача (-)
3	РЭ прием (+) (Q1+Q4)
4	РЭ отдача (-) (Q2+Q3)
5	Реактив.составляющая Q1
6	Реактив.составляющая Q2
7	Реактив.составляющая Q3
8	Реактив.составляющая Q4

5.2.3.2.3. Определения понятий «прием» и «отдача» на уровне счетчика

В качестве определения понятий «прием»(импорт) и «отдача»(экспорт) принимается IEC 61268 (см. рис.2)

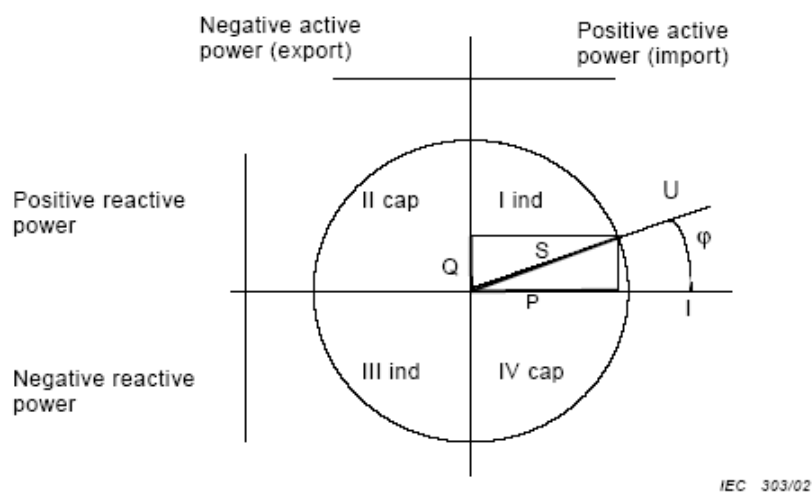


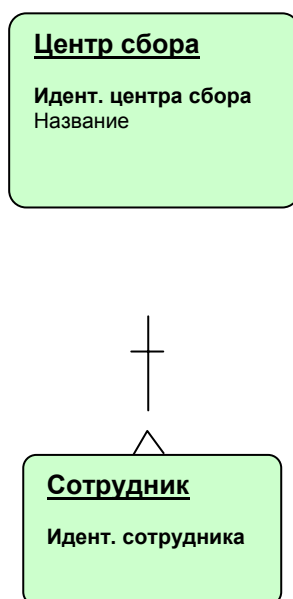
Рис. 2

5.2.4. Базовые кодируемые сущности системы АСКУЭ.

ТАБЛИЦА 6.

Сущность	Трактовка
Центр сбора (и обработки данных)	Центр сбора и обработки данных. У каждого участника инф. обмена может быть несколько центров сбора и обработки данных. Для того, чтобы обеспечить возможность передавать данные не только из единого центра сбора-обработки данных, но и из разных (например, с целью обеспечения резервирования), вводится код центра сбора.
Сотрудник	Сотрудник центра сбора и обработки данных, ответственный за передачу информации другим участникам.

5.2.4.1. ER-диаграмма описания системы АСКУЭ.



5.2.4.2. Описание основных атрибутов

ТАБЛИЦА 7.

Сущность	Атрибут	Описание
Центр сбора и обработки данных	Идентификатор центра сбора и обработки данных	<p>1. Цифровой 7-разрядный цифровой код</p> <p>2. Первичный ключ сущности <i>центр сбора</i></p> <p>3. Правило формирования: * две цифры старших разрядов (слева) - <код участника>. Должен браться из справочника (таб.3); * оставшиеся 5 цифр - <номер центра сбора>.</p> <p>Каждая страна-участница может согласовать свои внутренние правила формирования <идент. центра сбора> с учётом единой структуры.</p> <p>Структура [идентификатора центра сбора] : XXYYYY XX <код участника> инф. обмена YYYY <код центра сбора></p> <p>Пример [идентификатора объекта] : 1100012 11 - Армения 12 - код центра сбора, уникальный в рамках <i>участника</i></p> <p>4. Изменение Остается неизменным в течение всего времени существования <i>центра сбора</i></p>
	Название	<p>1. Текстовое поле. Длина не более 30-ти символов</p> <p>2. Произвольное название <i>центра сбора</i>.</p> <p>3. Правило формирования: Не является обязательным. Присваивается участником самостоятельно.</p>
Сотрудник	Идентификатор сотрудника	<p>1. Цифровой 3-х разрядный цифровой код</p> <p>2. Уникален в рамках <i>центра сбора</i></p> <p>3. Правило формирования: Каждый <i>центр сбора</i> может согласовать с головной организацией свои внутренние правила формирования <i>идентификатора сотрудника</i>.</p>

		4. Изменение Регламентируется только внутри <i>страны-участницы</i> .
--	--	--

5.2.5. Описание структуры XML-документа

Общие положения

5.2.5.1. При формировании Макета с включением текстовых тегов (необязательных) используется кодировка windows-1251 (предлагается для обсуждения).

5.2.5.2. В качестве десятичного разделителя используется символ «точка» ”.”

5.2.5.3. Имя экземпляра файла формируется как

1517_XXYYYYYY_YYYYMMDD_HNMISS,

где

1517

Код макета

XXYYYYYY

Идентификатор центра сбора и обработки

данных (ТАБЛИЦА 7)

YYYYMMDD_HNMISS

Время формирования файла

YYYY – год

MM – месяц

DD – число

HNMISS – часы(24), минуты,

секунды

Пролог <?xml version="1.0" encoding="windows-1251"?>

Комментарий <!-- Макет СНГ -->

Тег: MAIN

Уровень вложенности тега: 1 (корневой)

Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>

Содержимое тега MAIN:

Тег: TITLE

Уровень вложенности тега: 2

Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>

Описание: Общая информация о содержимом экземпляра файла

Содержимое тега TITLE:

Тег:

PROTOCOL

Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Фиксированное значение тега: 1517
 Описание: Мнемоника протокола, к которому принадлежит данный файл.
 Для данного протокола должен иметь значение "1517"

Тег: VER
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Фиксированное значение тега: 3.0
 Описание: Номер версии формата протокола. Данная версия 3.0

Тег: SENDINFO
 Уровень вложенности тега: 2
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Общая информация об отправителе
 Содержимое тега TITLE:

Тег: DATA_PROCES_CENTER
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer(7)
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Идентификатор Центра Обработки Данных (data processing center), создавшего экземпляр файл

Тег: CENTER_NAME
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 0 (необязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Название Центра Обработки Данных (необязательный)

Тег: SENDER
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Код сотрудника в данном центре (0 по умолчанию)

Тег: CREATE_TIME
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: DateTime
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Время создания экземпляра файла. Формат
 YYYYMMDDHHMISS.
 Например, 20071127172137 2007г.11мес.27число 17:21:37

Тег: TIME_ZONE
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer(2)
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Врем. зона GMT, ко времени которой приведены
 данные экземпляра файла.

Тег: PROFILE_PERIOD
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer(2)
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Период профиля данных (мин), содержащихся в
 экземпляре файла.
 Может принимать одно из значений 1/3/5/10/15/30/60.
 Распространяется на все данные изменений в экземпляре файла.

Тег: DATAMAIN
 Уровень вложенности тега: 2
 Тип значения: <составной тип, имеет
 вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Основной раздел. Включает все передаваемые протоколом
 данные
 Содержимое тега DATAMAIN:

Тег: ОБЪЕСТ
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: <составной тип, имеет
 вложенные теги>

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): unbounded (неограниченно)
 Описание: Идентификатор объекта. Один экземпляр файла может содержать Информацию по нескольким объектам.

Атрибуты для ОБЪЕСТ:

Имя атрибута: ob_code
 Тип значения: integer(9)
 Обязательный: Да
 Описание: Код объекта

Имя атрибута: ob_name
 Тип значения: string
 Обязательный: Нет
 Описание: Название объекта
 Содержимое тега:

Тег: POINT
 Уровень вложенности тега: 4
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): unbounded (неограниченно)
 Описание: Содержит информацию по ТУ объекта

Атрибуты для тега PERIOD:
 Имя атрибута: p_cod
 Тип значения: Integer(4)
 Обязательный: Да
 Описание: Идентификатор ТУ
 Содержимое тега:

Тег: POINT_DESC
 Уровень вложенности тега: 5
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>

Д.б. указан минимум (раз): 0 (необязательный)
 Описание: Описание общих параметров ТТ, ТН и счетчика, относящихся к данной ТУ
 Содержимое тега:

Тег: P_NAME
 Уровень вложенности тега: 6
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Название ТУ

Тег: P_PERIOD

Уровень вложенности тега: 6

Тип значения: Integer(4)

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Описание: Период коммерческого профиля счетчика.

Период коммерческого профиля счетчика может быть меньше в кратное число раз периода профиля макета.

Тег: P_METER_N

Уровень вложенности тега: 6

Тип значения: Integer (9)

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Описание: Завод. № сч. (на момент формир. экземпляре файла)

Тег: P_METER_TYP

Уровень вложенности тега: 6

Тип значения: string

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Описание: Тип счетчика (на момент формир. экземпляре файла)

Тег: P_METER_CLASS

Уровень вложенности тега: 6

Тип значения: Float

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Набор значений: 0,1/0,2/0,5/1,0

Описание: Кл. точности счетчика

Тег: P_CT_NAME

Уровень вложенности тега: 6

Тип значения: string

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)

Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Описание: Тип ТТ

Тег: P_CT_CLASS

Уровень вложенности тега: 6

Тип значения: Float
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Набор значений: 0,1/0,2/0,5/1,0
 Описание: Кл. точности ТТ

Тег: P_CT_K
 Уровень вложенности тега: 6
 Тип значения: Float
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Коэффициент ТТ

Тег: P_VT_NAME
 Уровень вложенности тега: 6
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Тип ТН

Тег: P_VT_CLASS
 Уровень вложенности тега: 6
 Тип значения: Float
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Набор значений: 0,1/0,2/0,5/1,0
 Описание: Кл. точности ТН

Тег: P_VT_K
 Уровень вложенности тега: 6
 Тип значения: Float
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Коэффициент ТН

Тег: POINT_MTYPE
 Уровень вложенности тега: 5
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): unbounded (неограниченно)
 Описание: Данные по конкретному Типу Измерений в данной ТУ

Атрибуты для тега PERIOD:

Имя атрибута: cod
 Тип значения: Integer(2)
 Обязательный: Да
 Содержимое тега:

Тег: DATE
 Уровень вложенности тега: 6
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): unbounded (неограниченно)
 Описание: Содержит информацию по ТУ объекта

Атрибуты для тега DATE:
 Имя атрибута: dt
 Тип значения: Date
 Обязательный: Да
 Описание: Дата измерений. Формат YYYYMMDD
 Содержимое тега:

Тег: V
 Уровень вложенности тега: 7
 Тип значения: Float
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): unbounded (неограниченно)
 Описание: Данные измерения за конкретный интервал даты

Атрибуты для тега VAL:
 Имя атрибута: n
 Тип значения: integer(4)
 Обязательный: Да
 Описание: Номер измерительного интервала внутри суток (начинается с 1)
 Имя атрибута: st
 Тип значения: integer(4)
 Обязательный: Да
 Описание: Диагностический статус измерения

1. Пример Макета-1517 в окне Браузера

```

<?xml version="1.0" encoding="windows-1251" ?>
<!-- Макет СНГ -->
- <MAIN>
- <TITLE>
  <PROTOCOL>1517</PROTOCOL>
  <VER>3.0</VER>
</TITLE>
- <SENDINFO>
  <DATA_PROCES_CENTER>1234567</DATA_PROCES_CENTER>
  <CENTER_NAME>Название центра сбора и обработки данных</CENTER_NAME>
  <SENDER>0</SENDER>
  <CREATE_TIME>20071127172137</CREATE_TIME>
  <TIME_ZONE>1</TIME_ZONE>
  <PROFILE_PERIOD>30</PROFILE_PERIOD>
</SENDINFO>
- <DATAMAIN>
- <OBJECT ob_code="110000237" ob_name="Название объекта">
  - <POINT p_cod="1234">
    - <POINT_DESC>
      <P_NAME>Название ТУ</P_NAME>
      <P_PERIOD>30</P_PERIOD>
      <P_METER_N>123456789</P_METER_N>
      <P_METER_TYP>Тип Счетчика</P_METER_TYP>
      <P_METER_CLASS>0,2</P_METER_CLASS>
      <P_CT_NAME>Тип Трансформатора Тока</P_CT_NAME>
      <P_CT_CLASS>0,2</P_CT_CLASS>
      <P_CT_K>110</P_CT_K>
      <P_VT_NAME>Тип Трансформатора Напряжения</P_VT_NAME>
      <P_VT_CLASS>0,2</P_VT_CLASS>
      <P_VT_K>2200</P_VT_K>
    </POINT_DESC>
    - <POINT_MTYPE cod="1">
      + <DAT dt="20071121">
        + <DAT dt="20071122">
          </POINT_MTYPE>
          <V n="1">37542,645</V>
          <V n="2">34321,132</V>
          <V n="3">33254,244</V>
          <V n="4">31235,429</V>
          <V n="5">34321,132</V>
          <V n="6">37542,645</V>
          <V n="7">33254,244</V>
        </DAT>
      </POINT_MTYPE>
    - <POINT_MTYPE cod="2">
      + <DAT dt="20071121">
        + <DAT dt="20071122">
          </POINT_MTYPE>
          <V n="1">37542,645</V>
          <V n="2">34321,132</V>
          <V n="3">33254,244</V>
          <V n="4">31235,429</V>
          <V n="5">34321,132</V>
          <V n="6">37542,645</V>
          <V n="7">33254,244</V>
        </DAT>
      </POINT_MTYPE>
    </POINT>
  - <POINT p_cod="54321">
    + <POINT_DESC>
      - <POINT_MTYPE cod="1">
        + <DAT dt="20071121">
        + <DAT dt="20071122">
          </POINT_MTYPE>
          <V n="1">37542,645</V>
          <V n="2">34321,132</V>
          <V n="3">33254,244</V>
          <V n="4">31235,429</V>
          <V n="5">34321,132</V>
          <V n="6">37542,645</V>
          <V n="7">33254,244</V>
        </DAT>
      - <POINT_MTYPE cod="2">
        + <DAT dt="20071121">
        + <DAT dt="20071122">
          </POINT_MTYPE>
          <V n="1">37542,645</V>
          <V n="2">34321,132</V>
          <V n="3">33254,244</V>
          <V n="4">31235,429</V>
          <V n="5">34321,132</V>
          <V n="6">37542,645</V>
          <V n="7">33254,244</V>
        </DAT>
      </POINT_MTYPE>
    </POINT>
  </OBJECT>
</DATAMAIN>
</MAIN>

```

2. Текстовое содержимое Макета

```

<?xml version="1.0" encoding="windows-1251"?>
<!-- Макет СНГ -->
<MAIN>
  <TITLE>
    <PROTOCOL>1517</PROTOCOL>
    <VER>3.0</VER>
  </TITLE>
  <SENDINFO>
    <DATA_PROCES_CENTER>1234567</DATA_PROCES_CENTER>
    <CENTER_NAME>Название центра сбора и обработки
данных</CENTER_NAME>
    <SENDER>0</SENDER>
    <CREATE_TIME>20071127172137</CREATE_TIME>
    <TIME_ZONE>1</TIME_ZONE>
    <PROFILE_PERIOD>30</PROFILE_PERIOD>
  </SENDINFO>
  <DATAMAIN>
    <OBJECT ob_code="110000237" ob_name="Название объекта" >
      <POINT p_cod="1234">
        <POINT_DESC>
          <P_NAME>Название ТУ</P_NAME>
          <P_PERIOD>30</P_PERIOD>
          <P_METER_N>123456789</P_METER_N>
          <P_METER_TYP>Тип
Счетчика</P_METER_TYP>
          <P_METER_CLASS>0.2</P_METER_CLASS>
          <P_CT_NAME>Тип Трансформатора
Тока</P_CT_NAME>
          <P_CT_CLASS>0.2</P_CT_CLASS>
          <P_CT_K>110</P_CT_K>
          <P_VT_NAME>Тип Трансформатора
Напряжения</P_VT_NAME>
          <P_VT_CLASS>0.2</P_VT_CLASS>
          <P_VT_K>2200</P_VT_K>
        </POINT_DESC>
        <POINT_MTYPE cod="1">
          <DAT dt="20071121">
            <V n="1">37542.645</V>
            <V n="2">34321.132</V>
            <V n="3">33254.244</V>
            <V n="4">31235.429</V>
          </DAT>
        </POINT_MTYPE>
      </POINT>
    </OBJECT>
  </DATAMAIN>
</MAIN>

```

```

    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
  <DAT dt="20071122">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
</POINT_MTYPE>
<POINT_MTYPE cod="2">
  <DAT dt="20071121">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
  <DAT dt="20071122">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
</POINT_MTYPE>
</POINT>
<POINT p_cod="54321">
  <POINT_DESC>
    <P_NAME>Название ТУ</P_NAME>
    <P_PERIOD>30</P_PERIOD>
    <P_METER_N>987654321</P_METER_N>
    <P_METER_TYP>Тип
Счетчика</P_METER_TYP>
    <P_METER_CLASS>0,2</P_METER_CLASS>
    <P_CT_NAME>Тип Трансформатора
Тока</P_CT_NAME>

```

```

<P_CT_CLASS>0,2</P_CT_CLASS>
<P_CT_K>110</P_CT_K>
<P_VT_NAME>Тип Трансформатора
Напряжения</P_VT_NAME>
<P_VT_CLASS>0,2</P_VT_CLASS>
<P_VT_K>2200</P_VT_K>
</POINT_DESC>
<POINT_MTYPE cod="1">
  <DAT dt="20071121">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
  <DAT dt="20071122">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
</POINT_MTYPE>
<POINT_MTYPE cod="2">
  <DAT dt="20071121">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
  <DAT dt="20071122">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>

```

```
</DAT>  
</POINT_MTYPE>  
</POINT>  
</OBJECT>  
</DATAMAIN>  
</MAIN>
```


Приложение 4

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ
СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ**

**ПРАВИЛА
освидетельствования измерительного
комплекса учета электрической энергии
на межгосударственных линиях электропередачи**

**г. Москва
2008 г.**

Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (далее - Правила) устанавливают порядок проведения освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии и предназначены для государств-участников Содружества Независимых Государств (СНГ).

Освидетельствование измерительного комплекса учета электроэнергии (далее – измерительный комплекс) проводится в следующих случаях:

- при вводе в эксплуатацию измерительного комплекса;
- при составлении договоров между субъектами оптового рынка электрической энергии;
- в случае выхода из строя или плановой замены одного или нескольких средств измерений, входящих в состав измерительного комплекса;
- по окончании срока действия акта освидетельствования измерительного комплекса.

1. Общие положения

1. Для осуществления учета электроэнергии каждый пункт подключения межгосударственной линии электропередачи (МГЛЭП) к электрической сети сопредельной страны должен быть оборудован измерительным комплексом учета электроэнергии.

2. В состав измерительного комплекса входят:

- 1) измерительные трансформаторы тока;
- 2) измерительные трансформаторы напряжения;
- 3) счетчик электроэнергии электронный с цифровым интерфейсом (далее - счетчик);
- 4) линии соединения счетчика с трансформатором тока и трансформатором напряжения.

3. Освидетельствование измерительного комплекса проводится с целью установления соответствия погрешности измерительного комплекса требованиям Приложения А.

4. Освидетельствование измерительного комплекса осуществляет комиссия, в состав которой входят уполномоченные представители заинтересованных стран (далее – Стороны).

5. Организация работ по освидетельствованию измерительного комплекса возлагается на Сторону, которой принадлежит измерительный комплекс.

1) Данная Сторона направляет не позднее, чем за 20 дней до планируемых сроков проведения освидетельствования письменное уведомление о планируемом проведении освидетельствования с указанием состава комиссии со своей Стороны.

2) Вторая Сторона обязана в течение 10 дней после получения уведомления направить в адрес первой Стороны ответное уведомление о согласии или отказе от участия в освидетельствовании, а также о составе комиссии со своей Стороны.

3) Стороны обязаны обеспечить присутствие своих представителей в месте проведения освидетельствования в согласованные сроки.

4) В случае непредставления ответа в указанные сроки, а также отсутствия согласованных представителей второй Стороны на месте проведения освидетельствования в согласованные сроки освидетельствование проводится Стороной-организатором; оформленный при этом акт освидетельствования считается согласованным второй Стороной.

6. Освидетельствование измерительных комплексов проводят по результатам экспертизы документации, указанной в разделе 2 настоящих Правил, без проведения экспериментальных исследований с возможностью осмотра мест установки средств измерений и проверки рабочих условий их эксплуатации.

2. Порядок освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на МГЛЭП

7. Сторона представляет комиссии для экспертизы следующие документы:

1) копии документов, подтверждающих правомерность применения средств измерений измерительного комплекса (сертификат/свидетельство об утверждении типа, о признании утверждения типа, о метрологической аттестации¹). Для средств измерений, установленных до 1992 года, не требуются;

2) копии документов, подтверждающих поверку средств измерений измерительного комплекса (сертификата или другого документа о поверке²);

3) паспорт-протокол измерительного комплекса, составленный в соответствии с приложением Б;

4) копию методики выполнения измерений электрической энергии на энергообъекте, разработанную и утвержденную в соответствии с требованиями национального законодательства Стороны, которой принадлежит измерительный комплекс¹.

8. Комиссия осуществляет:

1) проверку комплектности документов;

2) оценку характеристик электрической схемы измерительного комплекса на соответствие требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ);

3) проверку соответствия метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав измерительного комплекса, требованиям Приложения А;

4) оценку правильности определения допускаемой погрешности измерительного комплекса в соответствии с метрологическими характеристиками средств измерений;

5) проверку правильности оформления паспорта-протокола измерительного комплекса учета электроэнергии на МГЛЭП (приложение Б) и расчетной фактической суммарной погрешности измерительного комплекса;

6) проверку правильности расчета погрешности измерений электрической энергии с применением данного измерительного комплекса по методике выполнения измерений на энергообъекте.

3. Оформление результатов освидетельствования

9. Результаты освидетельствования считаются положительными, если выполнены все требования раздела 2 настоящих Правил и суммарная погрешность измерений электроэнергии находится в допустимых пределах, установленных в Приложении А.

¹ В случае, если документ является обязательным в соответствии с национальным законодательством.

² Документы, выдаваемые органами, уполномоченными на право поверки.

10. Комиссия по окончании освидетельствования оформляет акт по форме, приведенной в приложении В настоящих Правил. Срок действия акта – 5 лет.

11. Акт освидетельствования измерительного комплекса оформляется по одному экземпляру для каждой из Сторон.

12. Представители Сторон в соответствии с актом навешивают пломбы (проставляют клейма, наклеивают лейблы) в соответствии с национальными нормативными документами по применению клейм.

13. По окончании действия акта проводится очередное освидетельствование измерительного комплекса в порядке, предусмотренном разделом 2 настоящих Правил.

5. Порядок применения измерительного комплекса

14. К применению допускаются измерительные комплексы, освидетельствованные в соответствии с настоящими Правилами.

15. Каждый измерительный комплекс регистрируется в реестре коммерческого учета системного оператора оптового рынка электроэнергии Стороны (далее – Системный оператор) и должен иметь международный идентификационный код в соответствии с Унифицированным форматом макета обмена данными и регламентом обмена данными по учету межгосударственных потоков электроэнергии, утвержденным Решением 33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 23 мая 2008 года.

16. В случае выхода из строя одного из средств измерений, входящего в состав измерительного комплекса или плановой его замены, Сторона осуществляет следующие мероприятия:

1) создает комиссию в составе представителей заинтересованной Стороны, таможенных органов, метрологической службы, эксплуатационного и ремонтного подразделений;

2) в случае, если устанавливаемое средство измерений имеет метрологические характеристики, аналогичные заменяемому, комиссия проверяет соответствие установки средства измерений требованиям ПУЭ и ПТЭ, составляет акт по форме приложения Г настоящих Правил и выполняет инструкции, предусмотренные п. 12 настоящих Правил.;

3) в случае, если метрологические характеристики устанавливаемого средства измерений отличаются от метрологических характеристик заменяемого средства измерений, но при этом не ухудшают их, Сторона предоставляет комиссии документы, указанные в п. 7 настоящих Правил, соответствующие внесенным изменениям, а комиссия проводит переосвидетельствование измерительного комплекса в полном объеме в соответствии с разделами 2 и 3 настоящих Правил.

17. Один экземпляр акта вместе со свидетельством измерительного комплекса хранится у представителей первой Стороны, второй экземпляр передается представителям второй Стороны.

Приложение А
(обязательное)

Классы точности средств измерений,
входящих в состав комплексов коммерческого учета

Таблица А.1

Тип средства измерений		Класс точности средства измерений для присоединений	
		МГЛЭП 110 кВ и выше	МГЛЭП ниже 110 кВ
Для вновь устанавливаемых	ТТ	0,2/0,2 S	0,5/0,5 S
	ТН	0,2/0,2	0,5/0,5
	СЭ акт.	0,2/0,2 S	0,5/0,5 S
	СЭ рект.	0,5	0,5/0,5 S
Для установленных до 01.01.2008 года	ТТ	0,5	0,5
	ТН	0,5	0,5
	СЭ акт.	0,2	0,5
	СЭ рект.	1,0	2,0

Нормы погрешности измерений параметров электрической сети
комплексами коммерческого учета в рабочих условиях

Таблица А.2

Значение тока в процентном отношении от номинального тока ТТ	Коэффициент мощности	Нормы суммарной погрешности измерений электроэнергии для присоединений с номинальными величинами, %	
		МГЛЭП 110 кВ и выше	МГЛЭП ниже 110 кВ
Активная энергия:			
от 20 до 120 %	1	± 0,5	± 1,1
от 5 до 20 %	1	± 0,7	± 1,1
от 1 до 5 %	1	± 1,5	± 1,5
от 20 до 120	0,5 инд. до 0,5 емк.	± 0,8	± 1,1
Реактивная энергия:			
от 10 до 120 %	0	± 4,0	± 4,0
от 10 до 120 %	0,866 с отставанием к 0,866 с опережением	± 5,0	± 5,0

Приложение Б
(обязательное)

**Форма паспорта-протокола измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП**

Паспорт-протокол измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП

№ _____ « _____ » _____ 20__ г.

1. Наименование объекта (электростанция, подстанция) _____

2. Наименование присоединения _____

3. Дата ввода ИКУЭ в эксплуатацию _____

4. Основные паспортные и эксплуатационные данные:

4.1. Счетчики электрической энергии:

Обозначение счетчика по схеме учета электроэнергии, вид учета (Р или К), вид энергии (А или R) _____

Тип _____ № _____, напряжение _____
ток _____, класс точности _____, схема включения _____,
количество тарифов _____, другие данные _____

4.2. Трансформаторы тока:

Тип _____, № _____, класс точности
измерительной обмотки: _____, (фаза А) _____. (фаза В)
_____, фаза (С) _____, коэффициент трансформации _____,
допустимая нагрузка _____, фактическая нагрузка _____,
другие данные _____

4.3. Трансформаторы напряжения:

Тип _____, № _____, класс точности
_____, (фаза А) _____. (фаза В) _____, фаза (С) _____,
коэффициент трансформации _____, допустимая нагрузка
_____, фактическая нагрузка _____, другие данные _____

5. Схема соединения и кабельные связи:

Токовые цепи:

Схема соединения измерительных обмоток трансформаторов тока _____

Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования
сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др. _____

Цепи напряжения:

Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др. _____

Допустимое значение потерь напряжения от ТН до счетчика _____

Фактическое значение потерь напряжения от ТН до счетчика _____

6. Вспомогательное оборудование:

6.1. Автоматические выключатели:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, тип защиты и установка _____, № _____.

6.2. Предохранители:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток плавкой вставки _____.

7. Информационно-измерительная система:

Тип _____, № _____, другие данные _____

8. Погрешность измерения комплекса (расчетная) _____

9. Регистратор событий:

Обозначение по схеме _____, тип _____, № _____, другие данные _____

10. Дата, вид поверки элементов ИКУЭ:

Первичный протокол от _____ 20__ г. № _____

11. Дата, наименование выполненных работ:

Первичный протокол от _____ 20__ г. № _____

Подписи ответственных лиц:

(Подпись) (инициалы, фамилия)

(Подпись) (инициалы, фамилия)

(Подпись) (инициалы, фамилия)

Приложение В
(обязательное)

**Форма акта освидетельствования измерительного комплекса учета
электроэнергии на МГЛЭП**

**АКТ № ____
освидетельствования измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП**

Дата освидетельствования « ____ » _____ 20__ г.
Действителен до « ____ » _____ 20__ г.

Наименование и адрес юридического лица _____

Наименование и адрес энергообъекта _____

Наименование присоединения _____

Идентификационный код _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

- 1 Результаты освидетельствования:
- 1.1. Параметры электрической сети подключения
- 1.1.1. Вид энергии (активная/реактивная) _____;
- 1.1.2. Напряжение _____ кВ;
- 1.2. Метрологические характеристики

Таблица 1

Наименование средства измерения	Заводской №	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер свидетельства о поверке*
			Диапазон измерений	Класс точности	Погрешность	
1		2	3	4	5	6
Трансформаторы тока						
Трансформаторы напряжения						
Счетчик электрической энергии						

- 1.2.1. Допускаемая погрешность измерительного комплекса _____ %.

* Если не выдается документ о поверке – указать дату поверки и шифр клейма поверителя

1.2.2. Расчетное значение погрешности измерительного комплекса составляет _____%

1.2.3. Погрешность выполнения измерений по методике выполнения измерений электрической энергии на энергообъекте _____ (обозначение методики) _____ составляет _____%.

1.3. Показания счетчика электроэнергии _____

1.4. Перечень пломб, клейм и лейблов, установленных на СИ

Таблица 2

1	Счетчик 2	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Примечание 9
		3	4	5	6	7	8	
Сторона 1								
Сторона 2								

Настоящей акт удостоверяет, что измерительный комплекс учета электрической энергии допускается к применению при учете электроэнергии на МГЛЭП.

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Приложение Г
(обязательное)

**Форма акта замены средств измерений,
входящих в состав измерительного комплекса
учета электроэнергии, при выходе их из строя**

АКТ

**замены средств измерений, входящих в состав измерительного
комплекса учета электроэнергии, при выходе их из строя**

« ___ » _____ 200_ г.

Мы, нижеподписавшиеся _____
(Фамилии и инициалы членов комиссии)

подтверждаем, что средство измерений:

Наименование средства измерения	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер свидетельства о поверке/МА ¹	Номер пломбы (лейбла) ²
		Диапазон измерений	Класс точности	Погреш- ность		
1	2	3	4	5	6	

применяемое ранее в составе измерительного комплекса № _____

Наименование присоединения _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

Идентификационный код _____

Заменено на средство измерения:

Наименование средства измерения	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер свидетельства о поверке/МА	Номер пломбы (лейбла)
		Диапазон измерений	Класс точности	Погреш- ность		
1	2	3	4	5	6	7

Должность

подпись

фамилия, инициалы

Должность

подпись

фамилия, инициалы

Должность

подпись

фамилия, инициалы

7

¹ Дата поверки, наименование поверочной лаборатории

² Шифр поверительного клейма

Приложение 5

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ
СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ**

МЕТРОЛОГИЯ

**ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации
«Метрология. Основные термины и определения»
(РМГ 29-99)

**г. Москва
2008 г.**

Настоящий нормативный документ разработан на основании Соглашения об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, одобренного Решением 13-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 20 августа 1996 года, содержит дополнительные термины и определения, не включенные в национальные законодательства об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ и в Рекомендации по межгосударственной стандартизации "Метрология. Основные термины и определения" РМГ 29-99, а также термины с определениями, адаптированными для электроэнергетики.

Термины, установленные настоящим документом, рекомендуется применять при разработке нормативных правовых документов по метрологическому обеспечению, а также при проведении совместных работ по метрологии в электроэнергетике в рамках Содружества.

Для каждого понятия, как правило, установлен один термин. Отдельные термины-синонимы приведены в примечаниях как справочные. Многие термины сопровождаются их краткой формой, которую следует применять в случаях, исключающих возможность их различного толкования.

1. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ

1.1. Электроэнергетика

Сфера взаимосвязанных процессов производства, передачи, распределения и сбыта (потребления) электрической и тепловой энергии в государстве или содружестве государств.

1.2. Метрологическое обеспечение в электроэнергетике

Совокупность правил, норм и средств измерений, а также научная и организационная деятельность по их разработке и применению в целях достижения единства и требуемой точности измерений в электроэнергетике.

1.3. Единое метрологическое пространство в электроэнергетике Содружества Независимых Государств

Пространство, определяемое совокупностью метрологического обеспечения в электроэнергетике и метрологических служб энергетических предприятий и организаций (энергосистем, энергокомпаний, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, НИИ, проектных, наладочных и ремонтных организаций), входящих в состав электроэнергетических отраслей государств-членов Электроэнергетического Совета СНГ.

1.4. Центральный орган метрологической службы электроэнергетики

Орган метрологической службы электроэнергетической отрасли государства-члена Электроэнергетического Совета СНГ, уполномоченный представлять государство и принимать решения в рамках Соглашения об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики СНГ.

1.5. Информационное пространство СНГ

Совокупность национальных информационных пространств государств-участников СНГ, взаимодействующих на основе соответствующих межгосударственных договоров по согласованным сферам деятельности.

Примечание. Национальное информационное пространство – область создания и распространения в государстве информации по всем сферам его деятельности, включая электроэнергетику, с использованием соответствующих организаций, средств информации и каналов связи.

1.6. План работ по метрологическому обеспечению электроэнергетики СНГ

План работ, составленный на базе планов работ по метрологическому обеспечению государств-участников СНГ и утвержденный Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ.

1.7. Годовой план работ по метрологическому обеспечению электроэнергетики государства-участника СНГ

Годовой план работ, содержащий предложения для формирования проекта плана работ по метрологическому обеспечению электроэнергетики единого метрологического пространства СНГ.

1.8. Электроэнергетический Совет

Межправительственный отраслевой орган Содружества Независимых Государств, образованный межправительственным Соглашением о координации

межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 года с целью проведения совместных и скоординированных действий по обеспечению надежного электроснабжения экономики и населения государств Содружества.

1.9. Исполнительный комитет

Постоянно действующий рабочий орган Электроэнергетического Совета СНГ.

2. ИЗМЕРЕНИЯ, СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

2.1. Измерительная информация

Информация о значениях физических величин.

Примечание. Формами измерительной информации являются измерительный сигнал, нецифровой и цифровой отсчеты. Первые две формы содержат значение физической величины в скрытом (закодированном) виде, из которого его можно извлечь с помощью соответствующих преобразований, а третья форма дает непосредственное числовое (цифровое) значение физической величины.

2.2. Измерительный сигнал

Сигнал, содержащий количественную информацию об измеряемой физической величине.

Примечание. Различают аналоговые (например, унифицированные сигналы 5-20 мА) и дискретные (например, импульсы тока или напряжения) измерительные сигналы. Для получения из сигналов значений физической величины их необходимо соответствующим образом преобразовать: в первом случае с помощью аналогово-цифровых преобразований, а во втором – дискретно-цифровых преобразований.

2.3. Отсчет показаний средства измерений

Фиксация значения величины или числа по показывающему устройству или другому интерфейсу средства измерений в заданный момент времени.

Примечание. Возможны два вида отсчетов: нецифровой и цифровой. В первом случае отсчет производится аналоговым или дискретным способом (например, по стрелке и шкале прибора, по уровню измерительной среды, по положению кривой на измерительной диаграмме и т.п.) с применением операций интерполяции и округления результата измерения, вносящих в него дополнительные погрешности. Во втором случае отсчет дает непосредственно цифровой результат измерений с гарантированной точностью и доверительной вероятностью, присущими средству измерений.

2.4. Результат измерения физической величины

Значение величины, полученное путем ее измерения.

Примечание. Результат измерения физической величины может быть представлен в одной из трех форм измерительной информации (сигнал, цифровой и нецифровой отсчет).

2.5. Цифровой результат измерения физической величины

Числовое значение физической величины, полученное путем ее измерения, представленное в позиционной системе исчисления в виде приближенного рационального числа заданного формата с известными точностью представления и доверительной вероятностью.

Пример. Результат измерения электроэнергии за расчетный период 12345,67 кВт·ч (формат с фиксированной запятой) или мощности $1234 \cdot 10^2$ кВт (формат с плавающей запятой).

Примечание. В современных технических системах для представления чисел используются, как правило, двоичная, восьмеричная, шестнадцатеричная и десятичная (или

двоично-десятичная) системы счисления и два формата представления рациональных чисел: с фиксированной и с плавающей запятой (точкой).

2.6. Цифровое измерение физической величины

Измерение физической величины, результат которого представляется в виде цифрового результата.

Примечание. Цифровое измерение физической величины противопоставляется нецифровым измерениям, к которым относятся измерения с результатами, представленными в виде таких форм измерительной информации, как сигнал и нецифровой, отсчет.

2.7. Цифровое средство измерений (ЦСИ)

Средство измерений, выполняющее цифровое измерение.

Пример. Термометр или датчик давления энергоносителя с цифровым электронным табло и цифровым интерфейсом для дистанционной передачи данных.

Примечание. Цифровому СИ противопоставляется нецифровое СИ, в котором результат измерений представляется в нецифровом виде (сигнал, нецифровой отсчет).

2.8. Измерительный канал (измерительный комплекс) (ИК)

Цепь соединенных друг с другом средств измерений, образующих непрерывный путь прохождения измерительной информации от входа цепи к ее выходу, выполняющая функцию измерения одной или нескольких физических величин и имеющая нормированные метрологические характеристики.

Пример. ИК для измерения электроэнергии, мощности и сопутствующих им физических величин (например, пофазных значений тока и напряжения) содержит в общем случае измерительные трансформаторы тока и напряжения и электронный счетчик электроэнергии.

2.9. Цифровой измерительный канал (цифровой измерительный комплекс) (ЦИК)

Измерительный канал (комплекс), на выходе которого результат измерения представлен в виде цифрового результата.

Пример. ЦИК для измерения электроэнергии, содержащий электронный счетчик электроэнергии с цифровым табло и цифровым интерфейсом.

Примечание. ЦИК противопоставляется нецифровой ИК, на выходе которого результат измерений представляется в нецифровом виде (сигнал, нецифровой отсчет).

2.10. Измерительная система (ИС)

Совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, выработки измерительных сигналов в разных целях и предоставления результатов измерений в виде отсчетов.

Примеры:

1. Измерительная система тепловой электростанции, позволяющая получать измерительные сигналы о физических величинах по энергоблокам.

2. Измерительная система для измерений электроэнергии с целью ее расчетного (коммерческого) и технического (контрольного) учета – система учета электроэнергии. Система учета электроэнергии состоит, как правило, из нескольких функционально независимых измерительных каналов (комплексов), предназначенных для решения конкретных измерительных задач.

3. Измерительный канал (комплекс) системы учета электроэнергии обычно состоит из измерительных трансформаторов тока, напряжения и счетчиков (датчиков) электроэнергии.

Примечания:

1. В зависимости от назначения ИС разделяют на измерительные информационные (ИИС); измерительные контролирующие (ИКС); измерительные управляющие системы (ИУС) и другие.

2. ИС, перестраиваемую в зависимости от изменения измерительной задачи, называют гибкой ИС.

2.11. Цифровая измерительная система (ЦИС)

Совокупность цифровых измерительных каналов и иных технических средств неизмерительного назначения, объединенных единым алгоритмом функционирования, предназначенная для измерений, а также выполнения иных операций неизмерительного назначения над цифровыми результатами измерений с целью определения цифровых значений одной или нескольких физических величин или их функций.

Примечания:

1. ЦИС противопоставляется нецифровая ИС, в которой хотя бы один ИК является нецифровым. В ЦИС все ИК должны быть цифровыми. В простейшем случае ЦИС содержит один ЦИК.

2. К техническим средствам (ТС) неизмерительного назначения относятся средства, которые не выполняют измерений. Такими средствами являются компьютер (в том случае, если он не реализует с помощью встроенных в него ТС аналого-цифровые и дискретно-цифровые измерительные преобразования измерительной информации), цифровой накопитель (цифровая память), монитор, принтер, модем, каналы и линии связи и другие подобные устройства.

2.12. Автоматическая измерительная система

Измерительная система, выполняющая все операции в автоматическом режиме, т.е. без участия оператора.

2.13. Автоматизированная измерительная система

Измерительная система, выполняющая часть операций с участием оператора.

2.14. Автоматизированная система учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ)

Автоматизированная измерительная система, содержащая технические и программные средства для дистанционного измерения, сбора, передачи, хранения, накопления, обработки, анализа, отображения, документирования и распространения результатов потребления электроэнергии в территориально распределенных точках учета (измерения), расположенных на объектах энергосистемы и (или) потребителей.

Примечание. В состав АСКУЭ входят ИК, содержащие измерительные трансформаторы тока, напряжения и счетчики электроэнергии, а также устройства сбора и обработки данных (УСПД), каналы связи и компьютеры с программным обеспечением АСКУЭ.

2.15. Цифровая АСКУЭ

АСКУЭ как цифровая измерительная система, использующая в качестве основного средства измерений в составе каждого своего цифрового измерительного канала электронный счетчик со встроенной в него цифровой базой данных и с внешним доступом к ней по цифровому интерфейсу и (или) цифровому табло.

Примечание. Цифровой АСКУЭ противопоставляется нецифровой АСКУЭ, имеющая в своем составе, по крайней мере, один нецифровой ИК (например, ИК с числомпульсным

представлением результата измерений). В общем случае в состав цифровой АСКУЭ входят ЦИК и ТС неизмерительного назначения (например, УСПД и компьютеры). В простейшем случае цифровая АСКУЭ содержит один ЦИК (в простейшем случае ЦИК АСКУЭ содержит один электронный счетчик электроэнергии).

2.16. Цифровое устройство сбора и передачи данных (УСПД)

Специализированное средство приборного группового учета электроэнергии, используемое в АСКУЭ на среднем уровне для автоматического, с программируемой периодичностью запроса и приема данных учета с уровня первичных средств приборного учета (нижнего уровня АСКУЭ) от группы подключенных к нему по цифровым интерфейсам электронных счетчиков, хранения, накопления и (или) обработки этих данных учета, передачи их по каналу связи на уровень вторичных универсальных средств приборного учета (верхний уровень АСКУЭ), а также передачи в обратном направлении служебных и (или) иных данных.

Примечания.

1. Цифровое УСПД является ТС неизмерительного назначения, поскольку не реализует операций измерения электроэнергии и времени, а выполняет только операции неизмерительного назначения.

2. Цифровому УСПД противопоставляется нецифровое УСПД, которое осуществляет хотя бы по одному из подключенных к нему счетчиков прием нецифровых результатов измерений (например, результатов, представленных в числоимпульсном виде).

3. Цифровые УСПД подразделяются в зависимости от выполняемых ими преобразований на два вида: с групповой обработкой результатов измерений и без групповой обработки.

2.17. Электронный счетчик

Счетчик электроэнергии с электронной схемой измерения и отображения данных измерения.

Примечания.

1. Электронный счетчик является средством измерений, так как реализует операции измерения электроэнергии (мощности).

2. Электронный счетчик может представлять результаты измерений как в цифровом виде (с передачей их из своей цифровой базы данных по цифровым интерфейсам или на цифровое табло), так и в нецифровом виде (например, с передачей их по телеметрическим выходам в числоимпульсном виде).

2.18. Цифровой интерфейс

Интерфейс с цифровой, в виде чисел, передачей данных.

Примечание. Интерфейс - система технических средств и правил для унифицированного физического и информационного сопряжения и взаимодействия компонентов систем (программ и оборудования).

2.19. Точностные характеристики (ТХ) средства неизмерительного назначения

Характеристики технического средства неизмерительного назначения, которые определяют точность и достоверность цифровых преобразований, выполняемых этим средством над цифровыми результатами измерений.

Примечания:

1. ТХ аналогичны метрологическим характеристикам СИ, но относятся к ТС неизмерительного назначения.

2. ТХ зависят от назначения и состава цифровых преобразований соответствующего ТС. По составу цифровых преобразований ТС подразделяются на вычислительные

(компьютер, контроллер), хранения (память), отображения (табло, дисплей, монитор), документирования (принтер), передачи (линии и каналы связи) и т.п. и/или их комбинации.

3. ТХ вычислителя определяет точность и достоверность вычислительных операций, включая форматы представления чисел, методы их округления и контроля правильности операций.

4. ТХ средства хранения определяет его разрядность, методы контроля записи, чтения, хранения чисел и их временную стабильность.

5. ТХ средства отображения или документирования определяет форматы представления чисел и методы их округления при выводе чисел из памяти для отображения или документирования.

6. ТХ средства передачи определяет скорость, задержку и надежность (безошибочность) приема/передачи чисел, включая методы обнаружения, контроля и исправления ошибок.

3. АТТЕСТАЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И ЦИФРОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

3.1. Метрологическая аттестация измерительной системы

Экспериментальные исследования измерительных каналов или представительной выборки измерительных каналов системы, направленные на определение обобщенной оценки метрологических характеристик данного экземпляра системы в рабочих условиях эксплуатации, удостоверяющего метрологические характеристики системы в процессе аттестации.

3.2. Экспертиза (ЭЦ) цифровых технических средств

Анализ и оценивание экспертами на основании соответствующей документации адекватности точностных характеристик технических средств неизмерительного назначения, используемых в составе цифровых измерительных систем.

Примечания:

1. ЦЭ аналогична метрологической экспертизе (МЭ) - анализу и оценке экспертами-метрологами правильности применения метрологических требований, правил и норм, связанных с единством и точностью измерений, но относится к ТС неизмерительного назначения.

2. ЦЭ отличается от МЭ требованиями и методами контроля.

3.3. Проверка (ПЦ) цифровых технических средств

Испытание технических средств неизмерительного назначения на соответствие их реальных точностных характеристик характеристикам, заявленным в соответствующей технической документации.

Примечания:

1. ПЦ отличается от поверки СИ (установления органом государственной метрологической службы пригодности СИ к применению на основании экспериментально определяемых МХ и подтверждения их соответствия установленным обязательным требованиям), хотя, как и поверка, производится экспериментальным путем.

2. ПЦ не требует для своего проведения эталонов и СИ, а производится путем считывания цифровых результатов измерений с ЦСИ и их оценкой по точностным критериям методами вычислительной математики.

3. Для ТС неизмерительного назначения достаточна первичная однократная ПЦ, связанная с их цифровой аттестацией. Необходимость в периодических ПЦ как для средств измерений отсутствует в силу их неизменной (стабильной) цифровой структуры.

4. ПЦ конкретного ТС неизмерительного назначения проводится согласно соответствующей инструкции, которая должна входить в комплект технической документации ТС, предназначенного для использования в составе ЦИС.

3.4. Освидетельствование измерительного комплекса

Подтверждение технических и метрологических характеристик средств измерений и других технических средств, входящих в состав измерительного комплекса электроэнергии в соответствии с установленными правилами.

Приложение 6

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 33 от 23 мая 2008 года

**Предложения по разработке нормативных и методических документов на 2008–2010 гг.
Метрологическое обеспечение электроэнергетической отрасли стран СНГ**

№ п/п	Наименование Работы	Состояние разработки / разработчик	Результаты выполненной работы	Конечная цель работы
1	Разработка нормативного документа «Рекомендации. Метрология. Дополнительные термины и определения в электроэнергетике»	Проект, требующий утверждения ЭЭС СНГ РУП «БЕЛТЭИ»	окончательная редакция нормативного документа в 2008 г.	Установление в метрологическом пространстве стран СНГ единства терминов и определений по метрологии в электроэнергетике с учетом стандартов ИСО, новых российских и международных стандартов (ГОСТ Р 8.563, РМГ 29–99 и др.)
2	Разработка типовой методики выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения	Проект, требующий согласования ЭЭС СНГ Филиал «ОАО НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ	окончательная редакция МВИ с учетом замечаний стран СНГ в 2009 г.	Повышение точности измерений электроэнергии (мощности) для повышения достоверности её учета, снижения небаланса электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи государств-участников СНГ
3	Разработка типовой методики выполнения измерений вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации	Проект, требующий согласования ЭЭС СНГ Филиал «ОАО НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ	окончательная редакция МВИ в 2009 г.	То же
4	Разработка типовой методики выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения на местах эксплуатации	Проект, требующий согласования ЭЭС СНГ Филиал «ОАО НТЦ электроэнергетики» -	окончательная редакция МВИ в 2009 г.	То же

№ п/п	Наименование Работы	Состояние разработки / разработчик	Результаты выполненной работы	Конечная цель работы
		ВНИИЭ		
5	Правила освидетельствования измерительных комплексов учета электроэнергии на МГЛЭП	Проект, требующий утверждения ЭЭС СНГ АО "КЕГОС"	окончательная редакция в 2009 г.	То же
6	Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием АСКУЭ в странах СНГ	Проект, требующий пересмотра и согласования ЭЭС СНГ Филиал «ОАО НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ	окончательная редакция МВИ в 2010 г.	Повышение точности измерений электроэнергии (мощности) для повышения достоверности её учета, снижения небаланса электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи государств-участников СНГ
7	Разработка и внедрение унифицированного формата макета обмена данными по учету межгосударственных потоков электроэнергии государств-участников СНГ	Проект, требующий утверждения ЭЭС СНГ ООО «Эльстер Метроника»	внедрение унифицированного формата макета обмена данными в 2008 г.	То же

Приложение 7

ОДОБРЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

ИТОГИ ВСТРЕЧИ
Президента ЕВРЭЛЕКТРИК Рафаэля Миранда и
Президента ЭЭС СНГ Анатолия Чубайса

г. Рим, 13 ноября 2007 г.

Обсудив прогресс, достигнутый сторонами за последнее время, и стратегическое видение дальнейшего сотрудничества, Президенты договорились:

1. Создать две Целевые рабочие группы для рассмотрения, оценки и содействия развитию двух следующих аспектов будущего общего электроэнергетического рынка.
 - а) Целевая рабочая группа по трансграничному инвестиционному климату в электроэнергетическом секторе Европейского Союза и СНГ. В СНГ на начальном этапе исследования будут сосредоточены на Российской Федерации.
 - б) Целевая рабочая группа по общим принципам трансграничной торговли. На начальном этапе в рабочую группу будут вовлечены следующие страны: Молдова, Украина, Беларусь, Россия, Литва, Латвия, Эстония и Финляндия.
2. В указанные Целевые рабочие группы входят представители обеих сторон.
3. Со-председатели Целевых рабочих групп будут назначены до 21 ноября 2007 г.
4. Стороны обязуются представить Технические Задания для Целевых рабочих групп до 21 ноября 2007 г.:
 - а) ЕВРЭЛЕКТРИК будет отвечать за подготовку Технического Задания для Целевой рабочей группы по трансграничным инвестициям.
 - б) РАО «ЕЭС России» будет отвечать за подготовку Технического Задания для Целевой рабочей группы по трансграничной торговле.

Президент ЕВРЭЛЕКТРИК

Президент ЭЭС СНГ

Р.Миранда

А.Чубайс

<p>3. Установление и внедрение на электростанциях технических нормативов по выбросам и сбросам, основанных на использовании НСТ (наилучшие существующие технологии).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Наименование (перечень, содержание и/или тексты) принятых нормативных документов по экологии электроэнергетики (Вопросник п. 2). • Учет экологической составляющей при разработке документов стратегического планирования в электроэнергетике (наименование стандартов, моделей, программ, методик, подходов и пр., Вопросник п. 3). 												
<p>4. Определение путей поэтапного доведения экологических показателей ТЭС до уровня, обеспечивающего выполнение обязательств по Конвенциям и Протоколам ООН, таким как "О трансграничном переносе загрязнений по воздуху на большие расстояния" (UN ECE CLRTAP) и связанных с ней Протоколов и Рамочной Конвенции ООН по изменению климата (UNFCCC) и Киотским Протоколом.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выполнение обязательств по Рамочной конвенции по изменению климата (РКИК) и Киотскому протоколу Вопросник п.5). <ul style="list-style-type: none"> – наименование национального(ых) уполномоченного(ых) органа(ов) (Designated National Authority – DNA); – наименование организаций, ответственных за координацию деятельности (работ), связанных с сокращением выбросов парниковых газов в электроэнергетике; – количество, наименование и статус проектов, подготовленных по схеме ПСО (JI) и МЧР (CDM). • Соблюдение международных конвенций по охране окружающей среды (Вопросник п.6). <ul style="list-style-type: none"> – перечень и статус многосторонних договоров; – описание конкретных мер, направленных на выполнение обязательств по международным договорам на объектах электроэнергетики. 												
<p>5. Осуществление на постоянной основе процедуры оценки воздействия новых промышленных установок (объектов) на окружающую среду посредством предъявления соответствующих требований при предоставлении разрешений на их строительство.</p>												

(Вопросник п. 8).												
3. Оценка объемов инвестиционных ресурсов, необходимых электроэнергетическим компаниям стран СНГ и ЕС, в связи с меняющимися природоохранными законодательствами и стандартами вместе с анализом возможных новых механизмов финансирования.												
4. Подготовка перечня приоритетных инвестиционных проектов, в том числе направленных на повышение энергоэффективности и использование возобновляемых источников энергии в энергокомпаниях стран СНГ, приемлемых для реализации в рамках механизмов совместного осуществления (JI) и чистого развития (CDM), предусмотренных Киотским протоколом к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (Вопросник п. 10 и п. 11).												
5. Разработка предложений по унификации и интеграции системы подготовки и переподготовки специалистов в области экологии электроэнергетики стран СНГ и ЕС.												

Приложение 9

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2006–2008 ГОДЫ

№ п.п.	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
1.	РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ КО ВСЕМ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМ ЭНЕРГОСИСТЕМАМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ОБЕСПЕЧЕНИЮ:		
1.1.	Разработка основных технических требований по регулированию частоты и перетоков активной мощности:		
1.1.1.	Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности.	Декабрь 2008 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
1.1.2.	Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности.	Сентябрь 2008 г.	-//-
1.2.	Разработка основных технических требований по скоординированному планированию и управлению режимами:		
1.2.1.	Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности.	Сентябрь 2008 г.	РГ «Планирование и управление»
1.3.	Разработка основных технических требований по противоаварийному управлению:		
1.3.1.	Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.	Ноябрь 2008 г.	РГ «Противоаварийное управление»
2.	ПРОВЕДЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ ТРЕНИРОВОК И СОРЕВНОВАНИЙ ДИСПЕТЧЕРОВ:		
2.1.	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии.	В соответствии с Положением о проведении международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии	ОАО «СО ЕЭС»

№ п.п.	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
2.2.	Проведение международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии	В соответствии с Положением о проведении международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии	—//—
3.	КООРДИНАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ СНГ И БАЛТИИ ПО ПОДГОТОВКЕ И ОСУЩЕСТВЛЕНИЮ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ, БАЛТИИ И УСТЕ:		
3.1.	Участие в рассмотрении результатов технических условий работы энергосистем в условиях синхронной работы, разработки организационных, эксплуатационных и правовых аспектов ЕЭС/ОЭС и УСТЕ в соответствии с согласованным ТЗ.	В соответствии с графиком, согласованным с УСТЕ	Менеджмент проекта
3.2.	Итоговый отчет.	Июль 2008 г.	—//—
4.	ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:		
4.1.	17-е заседание КОТК.	Сентябрь 2008 г.	Секретариат КОТК

Приложение 10

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 33 от 23 мая 2008 года

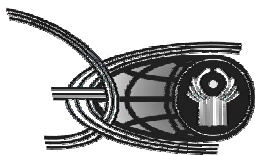
ПЛАН РАБОТЫ
Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и
сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики
на 2008-2009 гг.

№ п.п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
1.	Анализ хода выполнения Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года, утвержденной Решением 27-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 26 мая 2005 года. Подготовка и внесение на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ информации о ходе реализации Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии.	Апрель 2009 г.	Координационный совет
2. 2.1.	Разработка предложений по дополнениям и изменениям Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии.	Октябрь 2008 г.	Члены Координационного совета
2.2.	Внесение согласованных предложений на утверждение Электроэнергетического Совета СНГ.		Координационный совет
3.	Мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики государств-участников СНГ с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации в следующих основных направлениях:		
3.1.	разработка положения (методики) по прогнозированию балансов электрической энергии и мощности в рамках СНГ;	Октябрь 2009 г.	Координационный совет
3.2.	информация о стратегии развития электроэнергетической отрасли;	Апрель 2009 г.	Члены КС
3.3.	структура производства электрической энергии;	Апрель 2009 г.	Члены КС

№ п.п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
3.4.	характеристика современного состояния и развитие электростанций и национальных электрических сетей, имеющих межгосударственное значение.	Апрель 2009 г.	Члены КС
4.	Подготовка информационных материалов по вопросам охраны окружающей среды, экологическим проблемам в электроэнергетике и пути их совместного решения в рамках СНГ.	Апрель 2009 г.	Координационный совет совместно с Рабочей группой "Окружающая среда".
5.	Подготовка информационных материалов по вопросам приоритетных направлений энергосбережения, развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, использования энергосберегающих технологий в электроэнергетической отрасли.	Октябрь 2008 г.	Координационный совет
6.	Подготовка информационных материалов по вопросам формирования и развития электроэнергетических рынков государств – участников СНГ, государственного регулирования, тарифной политики в сфере производства, передачи и распределения электроэнергии и предоставления системных услуг.	Апрель 2009 г.	Члены КС совместно с Рабочей группой по рынку
7.	Анализ инвестиционной политики государств-участников СНГ по объектам электроэнергетики, имеющим межгосударственное значение, и разработка на его основе рекомендаций по ее гармонизации в следующих основных направлениях: - гармонизация нормативной правовой базы в области инвестиций; - создание благоприятных инвестиционных и правовых условий для диверсификации и освоения передовых инновационных методов и электроэнергетических технологий; привлечение инвестиций в электроэнергетику.	Апрель 2009 г.	Координационный совет, Целевая рабочая группа "Инвестиционная политика"

Одобрено

на 8-м заседании Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики
8 апреля 2008 года



**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

[Приложение 11](#)

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 33 от 23 мая 2008 года

**РЕГЛАМЕНТ
учета межгосударственных перетоков
электроэнергии**

ИКЭС-Р-...-2008

**Москва
2008 г.**

Разработчик НТД:

ООО «Энергетическая Консалтинговая Группа» (Украина, г. Киев),
ГП «НЭК «Укрэнерго» (Украина, г. Киев)

Исполнители:

Гриценко А.В.	-	Руководитель работ (ООО «ЭнКоГ»)
Николаев И.Б.	-	(ООО «ЭнКоГ»)
Савченко Е.В.	-	(ООО «ЭнКоГ»)
Хрущев В.Н.	-	(ООО «ЭнКоГ»)
Баталов А.Г.	-	Руководитель работ (ГП «НЭК «Укрэнерго»)
Васильченко В.И.	-	(ГП «НЭК «Укрэнерго»)
Войтов И.В.	-	(ГП «НЭК «Укрэнерго»)
Воцинский Ю.К.	-	(ГП «НЭК «Укрэнерго»)
Иляшевский В.А.	-	(ГП «НЭК «Укрэнерго»)



Copyright ИСПОЛКОМ ЭЭС СНГ, 2008

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ
Информационно-аналитический центр энергосистем
государств-участников СНГ
109074, г. Москва, Китайгородский проезд, д. 7

Содержание

1. Общая часть	4
1.1. Перечень сокращений	4
1.2. Назначение.	4
1.3. Область применения.....	5
1.4. Термины и определения	5
1.5. Нормативные правовые документы	7
2. Техническая часть.....	9
2.1 Определение точек учета перетоков электроэнергии и границ принадлежности участков межгосударственных линий электропередачи	9
2.2. Требования к измерительным каналам точек учета МГЛЭП	10
2.3. Определение количества, типов и классов точности счетчиков, трансформаторов тока и напряжения, а также порядок расчета перетоков электроэнергии при выходе из строя одной из составляющих систем учета.....	13
2.4. Порядок обмена документами, паспортами-протоколами и другой информацией по измерительным каналам точек учета электроэнергии на МГЛЭП.....	14
2.5. Определение графиков периодических проверок и замены счетчиков межгосударственного учета, состав специалистов, проводящих эти работы.....	15
2.6. Порядок снятия и документирования показаний счетчиков и обмен данными учета электроэнергии на МГЛЭП.....	17
2.7. Порядок организации учета при приеме или отдаче электроэнергии через обходной или шиносоединительный выключатели.....	17
2.8. Порядок отнесения затрат электроэнергии при постановке МГЛЭП под охранное напряжение.....	18
2.9. Требования к автоматизированным системам учета электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП.....	18
2.10. Порядок разрешения спорных вопросов.....	20
3. Расчетная часть.....	20
3.1. Алгоритмы расчета сальдо перетоков электроэнергии, перемещаемой через таможенную границу сопредельных государств за расчетный период, а также в режиме приема/отдачи.....	20
3.2. Порядок приведения оперативных и фактических данных по перетокам электроэнергии к таможенной границе.....	21
3.3. Распределение электроэнергии по временным зонам суток с приведением к таможенной границе.....	22
3.4. Приведение к таможенной границе почасовых значений электроэнергии.....	22
3.5. Алгоритм расчета величины потерь электроэнергии для особых случаев и аварийных ситуаций.....	23
4. Заключительная часть.....	24
4.1. Порядок обмена информацией.....	24
4.2. Порядок внесения изменений в Регламент.....	26
Приложения 1-8.....	27

1. Общая часть

1.1. Перечень сокращений

АСУЭ	-	автоматизированная система учета электроэнергии;
GPS	-	Global Positioning System (глобальная система позиционирования);
GPRS	-	General Packet Radio Service (пакетная связь общего пользования);
ИК	-	измерительный канал (измерительный комплекс);
МГЛЭП	-	межгосударственная линия электропередачи;
MPLS	-	Multi-Protocol Label Switching (мультипротокольная коммутация по меткам);
NTP	-	Network Time Protocol (сетевой протокол времени);
НТД	-	нормативно-технический документ;
ОВ	-	обходной выключатель;
ПУЭ	-	Правила устройств электроустановок;
ПТЭ	-	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
РД	-	руководящий документ;
РЗА	-	релейная защита и автоматика;
СИ	-	средства измерений;
ТТ	-	трансформатор тока для измерений и защиты;
ТН	-	трансформатор напряжения для измерений и защиты;
УСПД	-	устройство сбора и передачи данных;
УФ МОД	-	унифицированный формат макета обмена данными;
ШСВ	-	шиносоединительный выключатель;
ЭС	-	электроэнергетическая система (энергосистема);
XML	-	Extensible Markup Language (расширяемый язык разметки).

1.2. Назначение

Настоящий нормативно-технический документ «Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии» (далее - Регламент) предназначен для органов управления в электроэнергетике государств-участников Содружества Независимых Государств и разработан на основе общих принципов, предусмотренных Договором об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года с целью:

- обеспечения идентичности подхода к организации учета электрической энергии и мощности на межгосударственных линиях электропередачи стран СНГ;
- определения взаимоотношений смежных энергосистем стран СНГ по техническому обслуживанию измерительных каналов, установленных на межгосударственных линиях электропередачи;

- определения порядка обмена данными с использованием автоматизированных систем учета электроэнергии;
- согласованного ведения расчетов между странами СНГ фактических и оперативных значений электроэнергии, перемещенных по межгосударственным линиям электропередачи.

1.3. Область применения

Действие настоящего Регламента распространяется на субъекты хозяйственной деятельности стран СНГ независимо от форм собственности, эксплуатирующих МГЛЭП в части организации учета перетоков электроэнергии по ним.

1.4. Термины и определения

1.4.1. Термины, применяемые в настоящем Регламенте, и соответствующие им определения – по РМГ 29, ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003), а также приведенные ниже.

1.4.2. Определения, примененные для терминов в единственном роде и в именительном падеже, относятся к этим же терминам, если они употреблены во множественном числе и в любом падеже.

Автоматизированная система учета электроэнергии – организационно-техническая система, состоящая из комплекса технических средств и персонала, эксплуатирующего его по правилам (алгоритмам), в которой измерительные каналы, установленные на энергообъектах, объединены соответствующим оборудованием сбора, передачи и обработки результатов измерения для автоматизированного определения значения электроэнергии, перемещаемой через точки учета.

Примечание: Определение относится также к автоматизированным системам коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и другим автоматизированным системам, выполняющим указанные в определении функции.

Временная зона (интервал) - период времени, имеющий фиксированное значение начала и конца, за который определяется значение перемещаемой (принятой и отданной) электроэнергии.

Граница принадлежности электросетей - линия имущественного раздела электросетей между Сторонами, обозначенная на схеме сетей и зафиксированная совместным юридическим актом (договором) разграничения прав собственности, балансовой принадлежности (хозяйственного ведения) и/или эксплуатационной ответственности (оперативного управления) между Сторонами.

График нагрузки – последовательность усредненных значений электрической нагрузки (мощности) за согласованный между Сторонами период времени.

Договор – документ, заключенный Сторонами, о порядке взаимодействия по техническому обслуживанию точек учета (ИК и АСУЭ) МГЛЭП, а также процедуре фиксации значений электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП, определения потерь в МГЛЭП и распределения их между Сторонами

Допустимые потери электроэнергии в МГЛЭП - совокупная величина потерь электроэнергии, состоящая из допустимого значения технологического

расхода (потерь) электроэнергии при ее передаче по МГЛЭП и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями измерительных каналов. Допустимое значение технологических потерь устанавливается по взаимному согласованию Сторон.

Измерительный канал (измерительный комплекс) - совокупность средств измерений с нормированными метрологическими характеристиками (масштабных измерительных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения, автоматизированного средства измерений - счетчика электроэнергии), соединенных между собой линиями связи (вторичными цепями) в соответствии с технической и нормативной документацией, и образующих непрерывный путь прохождения измерительного сигнала для измерения значения электроэнергии в точке учета.

Межгосударственная линия электропередачи - электрическая линия, выходящая за пределы энергообъекта энергосистемы данного государства и предназначенная для перемещения на расстояние электрической энергии энергосистеме смежного государства. Межгосударственная линия электропередачи пересекает государственную (таможенную) границу.

Многофункциональный счетчик электроэнергии - автоматизированное микропроцессорное средство измерения с энергонезависимым запоминающим устройством и таймером, предназначенное для:

- измерения электроэнергии (активной и/или реактивной и/или полной) путем интегрирования мощности по времени;
- хранения, индикации и передачи внешним устройствам цифровых значений результатов измерений (нарастающих итогов, за заданные интервалы и др.);
- выполнение других функций (мониторинг входных электрических величин, фиксация максимумов нагрузки, диагностика работы и др.), определяемых типом счетчика.

Нарастающий итог электроэнергии (принятой/отданной) - значение электроэнергии за определенный период времени.

Оперативные перетоки электроэнергии - данные о перемещенной (принятой и отданной) электроэнергии, служащие для контроля выполнения графиков нагрузки и ведения технологических режимов энергосистемы и не используемые в коммерческих расчетах.

Охранное напряжение - напряжение, подаваемое на МГЛЭП только с одной стороны. При этом перемещение электроэнергии по МГЛЭП не осуществляется.

Отдача электроэнергии - электроэнергия, перемещенная по МГЛЭП от шин энергообъекта энергосистемы к шинам энергообъекта смежной энергосистемы (для энергосистемы, которая отдает электроэнергию, принимается со знаком «минус»).

Прием электроэнергии – электроэнергия, перемещенная по МГЛЭП к шинам энергообъекта энергосистемы от шин энергообъекта смежной энергосистемы (для энергосистемы, которая принимает электроэнергию, принимается со знаком «плюс»).

Проверка средств измерений - определение погрешности средств измерительной техники и установление его пригодности к применению.

Протокол обмена данными между АСУЭ - совокупность норм, правил и методов, которые регламентируют процедуру (порядок) обмена информацией (сигналами, данными, командами) между двумя или несколькими АСУЭ.

Расчетный период - периоды времени, за которые производятся финансовые расчеты.

Расчетный (коммерческий) учет электроэнергии - определение значений электроэнергии, перемещенной по МГЛЭП, с целью проведения коммерческих расчетов между Сторонами.

Сальдо перетоков электроэнергии - алгебраическая сумма приема и отдачи электроэнергии, которая перемещается по МГЛЭП.

Смежные предприятия (организации) - региональные представители Сторон, эксплуатирующие и обслуживающие МГЛЭП сопредельных государств-участников СНГ в регионе, определенном договором Сторон.

Сторона - субъект хозяйственной деятельности - предприятие (организация) государства-участника СНГ, отвечающее за:

- организацию и техническое обслуживание средств учета электроэнергии на МГЛЭП,
- ведение расчетов фактических и оперативных значений электроэнергии, перемещенных по МГЛЭП,
- обмен данными АСУЭ, установленными на МГЛЭП.

Точка поставки электроэнергии - точка МГЛЭП, в которой происходит переход права собственности на электроэнергию.

Точка учета электроэнергии (далее – точка учета) - физическая точка электрической сети, в которой измеряется значение электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП.

Фактические перетоки электроэнергии - данные о перемещенной (принятой и отданной) электроэнергии, принимаемые Сторонами для коммерческих расчетов.

Электроэнергетическая система – территориально распределенная система энергообъектов в пределах независимого государства, связанных общностью режима функционирования и управления в непрерывном технологическом процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Энергообъект - электростанция, электрическая подстанция, электрическая сеть, подключенные к электроэнергетической системе страны.

Примечание. Если в нормативных правовых документах государств-участников СНГ приняты разные термины, то в совместных документах Сторон указывают сначала оба термина и затем по тексту принимают термин одной из Сторон.

1.5. Нормативные правовые документы

В Регламенте использованы следующие нормативные документы:

1. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 г. (г. Москва).

2. Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 января 2000 г. (г. Москва).
3. Соглашение о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников Содружества Независимых Государств от 30 мая 2002 г. (г. Москва).
4. Решение Совета глав правительств Содружества Независимых Государств об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках Содружества Независимых Государств от 24 ноября 2006 г. (г. Минск).
5. Единые принципы параллельной работы энергетических систем Содружества Независимых Государств, утвержденные на 5-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол № 5 от 26 мая 1993 г.).
6. Соглашение о параллельной работе энергосистем Содружества Независимых Государств от 26 мая 1993 г., подписанное на 5-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ 26 мая 1993 г. (г. Брест).
7. Соглашение об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, одобренное Решением 13-го заседания ЭЭС СНГ 20 августа 1998 г. (г. Сочи).
8. Положение о взаимодействии метрологических служб электроэнергетики в едином метрологическом пространстве Содружества Независимых Государств, утвержденное Решением 13-го заседания ЭЭС СНГ (Протокол № 13 от 20 августа 1998 г.).
9. Положение о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем, ИКЭС-ПО-001-2004, утвержденное решением ЭЭС СНГ (Протокол № 25 от 10 июня 2004 г.).
10. РМГ 29-99 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения». Приняты Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол №15 от 26-28 мая 1999 г.)
11. IEC 62053-22:2003 (ГОСТ Р 52323-2005). «Счетчики электрической энергии переменного тока. Специальные требования. Часть 22. Счетчики активной энергии статические (классы точности 0.2S и 0.5S»).
12. IEC 62056-21 Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21 Direct local data exchange- (third edition of IEC 61107) (Электрические измерения – Обмен данными для чтения данных об измерениях, тарификации и управления нагрузкой – Часть 21: Прямой локальный обмен данными (третья редакция IEC 61107).
13. ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования испытаний и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.
14. «Правила устройства электроустановок», Минэнерго СССР, 6-е изд., переработанное и дополненное. М.: Энергоатомиздат, 1986.

15. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», Минэнерго СССР, 14-е изд., переработанное и дополненное. М: Энергоатомиздат, 1989.
16. Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» № 459-ІГ от 03 апреля 1998 г.
17. Закон Республики Армения «Об энергетике».
18. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 09.07.2004 г. № 588 (с внесенными изменениями Законом РК от 27.07.2007 года № 316).
19. Закон Республики Молдова «Об энергетике» № 134-XIV от 17 сентября 1998 г.
20. Федеральный закон Российской Федерации «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г.
21. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении», Российская Федерация.
22. Закон Республики Таджикистан «Об энергетике» № 33 от 29.11.2000 г.
23. Закон Украины «Об электроэнергетике» № 575/97-ВР от 16.10 1997 г.
24. «Инструкция о порядке коммерческого учета электроэнергии», приложение к Договору между членами оптового рынка электроэнергии Украины от 15 ноября 1996 г.

2. Техническая часть

2.1. Определение точек учета перетоков электроэнергии и границ принадлежности участков межгосударственных линий электропередачи

2.1.1. Точки учета электроэнергии на МГЛЭП должны быть расположены на энергообъектах, к которым присоединена МГЛЭП.

2.1.2. При наличии ответвлений (отпаек) от МГЛЭП точки учета располагают на вводах всех энергообъектов, к которым присоединена МГЛЭП. Значение перемещенной электроэнергии, расчет потерь электроэнергии по таким МГЛЭП определяются в порядке, согласованном между Сторонами/смежными предприятиями (организациями).

2.1.3. Точки учета располагают в технологически обустроенных местах энергообъектов, предусмотренных проектами.

2.1.4. В точках учета МГЛЭП размещают измерительные каналы, содержащие следующие средства измерительной техники:

- трансформаторы тока для измерений и защиты;
- трансформаторы напряжения для измерений и защиты;
- счетчики электроэнергии.

2.1.5. СИ ИК соединяют линиями связи (вторичными цепями) в соответствии с проектной документацией на сооружение (реконструкцию) энергообъектов и технической документацией на используемые СИ.

2.1.6. ИК точек учета объединяют системой сбора, обработки и передачи результатов измерений со счетчиков электроэнергии - АСУЭ (необходимость определяется эксплуатирующим предприятием (организацией)).

2.1.7. Стороны согласовывают перечень точек учета по всей таможенной границе.

2.1.8. При согласовании точек учета указывают:

- наименование энергообъектов;
- диспетчерское наименование МГЛЭП;
- количество, типы, классы точности ТТ, ТН и счетчиков электроэнергии;
- тип или краткие характеристики АСУЭ (при ее наличии);
- протяженность участков МГЛЭП, принадлежащих смежным предприятиям (организациям).

Примечание: Данные при согласовании точек учета могут дополняться и изменяться по взаимному согласию Сторон.

2.1.9. Для МГЛЭП с заземленной нейтралью используют трехэлементную четырехпроводную схему учета.

2.1.10. Для МГЛЭП с изолированной нейтралью используют двухэлементную трехпроводную схему учета. Допускается использование трехэлементных счетчиков, подключенных по схеме, рекомендованной изготовителем этих счетчиков.

2.1.11. В МГЛЭП не рекомендуется использовать схему учета с параллельным включением вторичных обмоток ТТ (с суммированием токов).

2.1.12. СИ должны эксплуатироваться в условиях, которые указаны в технической документации на них (температура и влажность окружающей среды, напряженность электрического и магнитного полей и др.).

2.1.13. Допускается непродолжительная эксплуатация СИ в условиях, отличающихся от рабочих условий применения, при этом предприятие (организация), эксплуатирующая ИК, должна сообщить смежному предприятию (организации) о таких условиях и времени применения СИ в этих условиях.

2.1.14. Стороны или уполномоченные Сторонами смежные предприятия (организации) заключают между собой договор о порядке взаимодействия при техническом обслуживании точек учета, процедуре фиксации значений электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП, определения потерь в МГЛЭП и распределения их между ними (Договор).

2.1.15. Протяженность МГЛЭП и ее участков определяется по проектной документации на строительство МГЛЭП и контролируется при необходимости измерением длины участков МГЛЭП на местности. В качестве точки разграничения принадлежности участков МГЛЭП, как правило, принимается точка, расположенная на расстоянии 1 метра от натяжных зажимов опоры, ближайшей к государственной границе между государствами-участниками СНГ.

2.1.16. Протяженность участков МГЛЭП указывается в акте разграничения принадлежности и/или эксплуатационной ответственности Сторон (далее - акте разграничения).

2.1.17. Акт разграничения составляется в количестве, согласованном Сторонами, но не менее двух экземпляров. Экземпляры актов, находящиеся у каждой из Сторон, имеют одинаковую юридическую силу.

2.1.18. Внесение изменений в акт разграничения выполняется только по взаимному согласию Сторон.

2.2. Требования к измерительным каналам точек учета МГЛЭП

2.2.1. В ИК точек учета МГЛЭП устанавливают СИ (ТТ, ТН, счетчики электроэнергии), разрешенные к применению в том государстве-участнике СНГ, где они устанавливаются и эксплуатируются.

2.2.2. В ИК точек учета МГЛЭП используются ТТ с одной вторичной обмоткой для измерений.

2.2.3. В ИК точек учета МГЛЭП напряжением 110 кВ и выше при реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета МГЛЭП могут устанавливаться ТТ, имеющие две вторичные обмотки для измерений.

2.2.4. Линии связи вторичных обмоток для измерений ТТ должны отвечать требованиям ПУЭ и прокладываться отдельно от линий связи РЗиА.

2.2.5. Нагрузка вторичных измерительных обмоток ТТ должна быть в пределах значений, нормированных изготовителем ТТ.

2.2.6. Для точек учета МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше ТТ должны устанавливаться на МГЛЭП. По согласованию Сторон до реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета МГЛЭП при условии наличия измерительных обмоток ТТ соответствующих классов точности допускается:

- использование ТТ, установленных на выключателях;
- параллельное включение вторичных обмоток ТТ на сумму токов.

2.2.7. В ИК точек учета МГЛЭП напряжением 110 кВ и выше при реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета МГЛЭП рекомендуется устанавливать ТН, имеющие отдельно одну или две вторичные обмотки для измерений и вторичную обмотку для РЗиА.

2.2.8. ТН с одной вторичной обмоткой для измерений и защиты могут использоваться в ИК точек учета МГЛЭП напряжением 110 кВ и выше до выработки их ресурса или их замены по другим причинам.

2.2.9. Нагрузка вторичных обмоток и суммарная нагрузка ТН не должна превышать значений, нормированных изготовителем ТН.

2.2.10. Линии связи ТН с отдельной вторичной обмоткой для измерений должны отвечать требованиям ПУЭ и прокладываться отдельно от линий связи РЗиА.

2.2.11. Измерительные обмотки ТТ и ТН должны подключаться к счетчикам через колодки подключения (испытательные), позволяющие выполнять работы со счетчиками (замена, проверка) без отключения МГЛЭП.

2.2.12. В ИК точек учета МГЛЭП напряжением 110 кВ и выше при реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета МГЛЭП могут использоваться основной и дублирующий счетчики, подключенные к разным вторичным обмоткам для измерений ТТ и ТН.

2.2.13. Линии связи ТН и ТТ должны выполняться кабелями, имеющими токопроводящие жилы, изготовленные из одного материала.

2.2.14. В кабелях линий связи ТН и ТТ не допускается скрутка проводов.

2.2.15. Потери напряжения в линиях связи от вторичной обмотки ТН до счетчика электроэнергии не должно превышать:

- 0,25% номинального значения напряжения для ТН класса точности 0,5;

- 0,125% номинального значения напряжения для ТН класса точности 0,2.

2.2.16. Счетчики должны пломбироваться:

- пломбой, которая признается действительной уполномоченным органом, отвечающим в государстве за единство измерений (Госстандарта). Пломба устанавливается на крышке счетчика, защищая доступ к измерительной схеме счетчика;
- пломбой смежного предприятия (организации). Пломба устанавливается на крышке клеммной коробки счетчика, защищая доступ к подключению измерительных цепей счетчика.

На счетчики могут устанавливаться другие пломбы в соответствии с требованиями, действующими в государстве Стороны.

2.2.17. Пломбы смежного предприятия (организации) по взаимному согласию Сторон могут устанавливаться также:

- на крышке испытательной колодки, к которой подключены счетчики в точке учета МГЛЭП;
- на крышке клеммных коробок ТТ, ТН, если их конструкция предусматривает пломбирование измерительных обмоток отдельно от обмоток для защиты.

2.2.18. При установке пломб в точке учета ИК МГЛЭП, в том числе при замене и после выполнения проверки измерений (если проверка осуществлялась со снятием пломб) составляется двусторонний акт по форме Приложения 1. Данный акт составляется в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой Стороны/предприятия (организации).

2.2.19. В точках учета ИК МГЛЭП должны устанавливаться многофункциональные счетчики электроэнергии, которые:

- измеряют активную и реактивную электроэнергию (прием–отдача);
- формируют в энергонезависимой памяти базы результатов измерения активной и реактивной электроэнергии (прием – отдача) нарастающим итогом и получасовые графики нагрузки за время не менее 35 суток (время хранения в энергонезависимой памяти результатов измерения и других данных в течение не менее 3 лет при отключенном питании);
- выполняют индикацию на цифровом индикаторе результатов измерения с указанием направления перетоков электроэнергии, текущего времени, даты, наличия напряжения в каждой фазе и других данных;
- имеют возможность подключения по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АСУЭ, в том числе для автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования;
- имеют внутренние энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени с точностью хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки и возможность внешней автоматической коррекции (синхронизации);
- ведут «Журнал событий» с фиксацией даты и времени наступления события, в котором рекомендуется записывать:
- попытки несанкционированного доступа;
- факты связи со счетчиком, которые привели к каким-либо изменениям данных;

- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонение тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- прерывания напряжения;
- автоматически выполняют самодиагностику с формированием соответствующего сообщения в «Журнале событий» основных блоков (рекомендуется диагностировать: измерительный и вычислительный блоки, таймер, дисплей, блок питания, память, подсчет контрольной суммы);
- имеют защиту от несанкционированного программирования, доступа к результатам измерения и внесения искажений в результаты измерений;
- имеют возможность питания от резервного источника питания с автоматическим переключением на резервный источник при исчезновении основного напряжения питания.

2.2.20. Тип многофункционального счетчика и его выполняемые функции для каждой точки учета МГЛЭП определяет предприятие (организация), эксплуатирующее эту точку учета.

2.2.21. Рекомендуется применение многофункциональных счетчиков с протоколом обмена данными по электрическим интерфейсам, соответствующим серии международных стандартов IEC 62056.

2.2.22. Не многофункциональные счетчики могут устанавливаться в точках учета МГЛЭП напряжением 0.4 кВ и точках учета МГЛЭП напряжением 6 - 35 кВ до реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета.

2.3. Определение количества, типов и классов точности счетчиков, трансформаторов тока и напряжения, а также порядок расчета перетоков электроэнергии при выходе из строя одной из составляющих системы учета

2.3.1. Количество и типы СИ ИК точек учета МГЛЭП определяются проектной документацией энергообъектов.

2.3.2. Классы точности обмоток для измерений ТТ, установленных в ИК точек учета должны быть:

- 0,2S - для МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше;
- 0,5S или выше - для МГЛЭП напряжением 110 кВ и ниже.

2.3.3. Допускается использование в ИК точек учета МГЛЭП ТТ с обмотками для измерений класса точности 0,5 или более низкого класса точности до реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета МГЛЭП.

2.3.4. Классы точности обмоток для измерений ТН, установленных в ИК точек учета, должны быть:

- 0,2 для МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше;
- 0.5 или выше - для МГЛЭП напряжением 110 кВ и ниже.

2.3.5. Допускается использование в ИК точек учета МГЛЭП ТН класса точности 0,5 до реконструкции энергообъектов или модернизации точек учета МГЛЭП.

2.3.6. Классы точности счетчиков должны быть (согласно IEC 62053-22):

- 0,2S - для МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше;
- 0,5S или выше - для МГЛЭП 110 кВ и ниже.

2.3.7. Допускается использование в ИК точек учета МГЛЭП напряжением 110 кВ и ниже счетчиков класса точности 1,0 в течение двух лет после утверждения настоящего Регламента.

2.3.8. По решению Стороны в ИК точек учета МГЛЭП 110 кВ и выше могут устанавливаться два многофункциональных счетчика электроэнергии - основной и дублирующий. Рекомендуется устанавливать основной и дублирующий счетчики электроэнергии одного класса точности.

2.3.9. Смежные предприятия (организации) (с согласия Сторон) согласовывают между собой параметры конфигурационных файлов счетчиков, установленных в точках учета МГЛЭП, и порядок контроля времени внутренних таймеров счетчиков.

2.3.10. При выходе из строя основного счетчика в точке учета МГЛЭП и наличии дублирующего счетчика в расчетах используют результаты измерения дублирующего счетчика. Смежное предприятие (организацию) безотлагательно извещают о выходе из строя основного счетчика.

2.3.11. При выходе из строя ИК точки учета МГЛЭП (отказ/отсутствие основного счетчика и дублирующего счетчика, отказ ТТ или ТН, повреждение линий связи и т.п.) в расчетах используют результаты измерения счетчика точки учета другого конца МГЛЭП с расчетным определением потерь в МГЛЭП.

2.4. Порядок обмена документами, паспортами-протоколами и другой информацией по измерительным каналам точек учета электроэнергии на МГЛЭП

2.4.1. Каждый ИК точки учета МГЛЭП должен иметь паспорт-протокол, оформленный в соответствии с *Приложением 2*.

2.4.2. При замене СИ ИК точек учета МГЛЭП в паспорт-протокол вносятся соответствующие изменения.

2.4.3. При внесении изменений в электрическую схему ИК точек учета МГЛЭП, влияющих на характеристики ИК (изменение нагрузки измерительных обмоток ТТ и ТН и т.п.), проводятся повторные измерения во вторичных цепях, результаты которых заносятся в паспорт-протокол. О внесенных изменениях и результатах повторных измерений Сторона (предприятие (организация), эксплуатирующая точку учета МГЛЭП, сообщает другой Стороне по Договору (смежному предприятию (организации)).

2.4.4. Паспорт-протокол оформляет предприятие (организация), эксплуатирующее ИК точки учета МГЛЭП, и предоставляет его смежному предприятию (организации) по ее запросу.

2.4.5. Порядок составления, ведения и хранения паспортов-протоколов ИК точек учета МГЛЭП предприятие (организация) устанавливает самостоятельно.

2.4.6. Предприятие (организация), эксплуатирующая ИК точки учета МГЛЭП, проводит поверку СИ, входящих в состав ИК, в соответствии с требованиями уполномоченного органа, отвечающего в государстве за единство измерений.

2.4.7. Результаты поверки (протоколы испытаний и др.) предоставляются другой Стороне [смежному предприятию (организации)] по запросу.

2.5. Определение графиков периодических проверок и замены счетчиков межгосударственного учета, состав специалистов, проводящих эти работы

2.5.1. Стороны [смежные предприятия (организации)] составляют и согласовывают между собой годовые графики проверок счетчиков ИК, установленных в точках учета МГЛЭП.

2.5.2. Графики проверок счетчиков ИК составляют, как правило, с обеспечением периодичности проверки:

- один раз в год для МГЛЭП напряжения 110 кВ и выше;
- один раз в два года для МГЛЭП напряжения 35 кВ и ниже.

2.5.3. По взаимному согласию Сторон допускается устанавливать другую периодичность проверки.

2.5.4. При проведении проверки определяется относительная погрешность счетчика при нагрузке МГЛЭП на момент проверки. Проверка проводится на месте установки счетчика с использованием эталонного счетчика. Значение тока на момент проверки должно быть в диапазоне, в котором нормируются погрешности проверяемого и эталонного счетчиков. Класс точности эталонного счетчика должен быть выше класса точности проверяемого счетчика не меньше, чем в два раза.

2.5.5. В обоснованных случаях по взаимному согласию определяется относительная погрешность при токах рабочего диапазона счетчика или его части с использованием трехфазного источника токов и напряжений и эталонного счетчика.

2.5.6. Если погрешность проверяемого счетчика превышает допустимое значение, то счетчик подлежит замене предприятием (организацией), эксплуатирующей ИК, в течение:

- одного месяца - для основного счетчика;
- трех месяцев - для дублирующего счетчика.

2.5.7. Проверку счетчиков в соответствии с графиком проводит предприятие (организация), эксплуатирующая ИК точки учета МГЛЭП, в присутствии представителей Сторон.

2.5.8. Допускается проводить проверку счетчика организацией, которой предприятия (организации), эксплуатирующее ИК, поручило выполнять эту работу.

2.5.9. Допускается проводить проверку счетчика без присутствия представителя другой Стороны в случае неприбытия представителей другой Стороны в указанный срок или предоставления другой Стороной письменного согласия на выполнение работ без присутствия ее представителя. В этом случае результаты проверки сообщаются другой Стороне.

2.5.10. Вызов представителей другой Стороны для выполнения работ по проверке счетчиков, в том числе для перепрограммирования multifunctional счетчиков должен производиться заблаговременно. Рекомендуемый срок – не менее 10 рабочих дней.

2.5.11. Стороны ежегодно, в согласованные между собой сроки обмениваются списками лиц, которые имеют право доступа и проведения работ в ИК точек учета МГЛЭП и АСУЭ.

2.5.12. Безопасность выполнения работ при проведении проверки счетчиков обеспечивает Сторона, эксплуатирующая ИК, или предприятие (организация) в

соответствии с заключенным Договором на эксплуатацию ИК с соблюдением требований правил техники безопасности, действующих в государстве, где проводится проверка.

2.5.13. Недоучет электроэнергии, возникающий при отключении счетчика для его проверки или замены, определяется:

- по показаниям дублирующего счетчика (при его наличии);
- по времени отключенного состояния счетчика и средней мощности (току), определенной по показаниям щитовых приборов, контролирующих режим работы МГЛЭП;
- с помощью других СИ по согласованию между Сторонами.

2.5.14. Результаты проверки счетчика оформляются актом (*Приложение 3*). Акт составляется предприятием (организацией), эксплуатирующим ИК в двух экземплярах. Один экземпляр Акта передается другой Стороне. Проводят также проверки ИК точек учета МГЛЭП при:

- обоснованном требовании Стороны или уполномоченного Стороной смежного предприятия (организации);
- проведении ремонтных работ во вторичных цепях ТТ и ТН или после замены ТТ и ТН;
- фактическом небалансе по МГЛЭП, превышающем согласованное между Сторонами значение.

2.5.15. Проверки ИК точек учета МГЛЭП проводятся в объеме и в сроки, согласованные между Сторонами.

2.5.16. Предприятию (организации), эксплуатирующему ИК точки учета МГЛЭП, рекомендуется проверять нагрузки измерительных обмоток ТТ и ТН, а также потери напряжения в цепях от ТН до счетчика с периодичностью не реже одного раза в три года, а также после замены ТТ или ТН и после изменения электрической схемы вторичных цепей, вызывающих изменение нагрузки измерительных обмоток ТТ или ТН. Результаты проверки вносятся в паспорт-протокол, согласуются со смежным предприятием (организацией) и сообщаются другой Стороне.

В договорах Стороны определяют:

- а) порядок взаимодействия по техническому обслуживанию ИК точек учета МГЛЭП и АСУЭ;
- б) процедуры фиксации и оформления значений электрической энергии, перемещаемой по всем МГЛЭП и определения величины фактических потерь электроэнергии в МГЛЭП;
- в) процедуры определения недоучетов электрической энергии по МГЛЭП всех классов напряжения, связанных с работами по техническому обслуживанию ИК и АСУЭ;
- г) методики расчета допустимой величины потерь электрической энергии при её передаче по всем МГЛЭП;
- д) другие технические, технологические и методические вопросы, необходимые для работы и не вошедшие в данный Регламент.

Примечание: По поручению Сторон договора могут также заключать смежные предприятия (организации).

2.6. Порядок снятия и документирования показаний счетчиков и обмен данными учета электроэнергии на МГЛЭП

2.6.1. Для расчетов за электроэнергию установлено единое среднеевропейское время (время меридиана Гринвича плюс один час). Снятие показаний основных и дублирующих счетчиков для расчетов производится ежесуточно на 24:00 среднеевропейского времени.

2.6.2. При наличии технической возможности (надежного канала связи, согласованного протокола обмена информацией) обмен данными между разными уровнями АСУЭ смежных Сторон осуществляется в автоматическом режиме.

2.6.3. При невозможности обмена данными в автоматическом режиме обмен показаниями счетчиков осуществляется по следующему алгоритму:

2.6.3.1 Снятие показаний основных и дублирующих счетчиков для расчетов производится ежесуточно на 24:00 среднеевропейского времени;

2.6.3.2 Ежесуточно до 12:00 среднеевропейского времени каждого рабочего дня, Стороны обмениваются (по электронной почте):

- значениями принятой и отданной электроэнергии за сутки по каждой МГЛЭП по показаниям счетчиков точек учета МГЛЭП;
- почасовым графиком нагрузки по данным АСУЭ или телеметрии (при отсутствии АСУЭ) для каждой МГЛЭП.

Примечание: По поручению Сторон обмен может выполняться также между смежными предприятиями (организациями).

2.6.3.3. В случае, если дата обмена данными совпадает с выходным или праздничным днем, официально принятым одной из Сторон, то Стороны выполняют все запланированные на эту дату действия в первый рабочий день, следующий за выходным или праздничным днем, если иное не оговорено Договором.

2.6.4. Снятие показаний основных и дублирующих счетчиков для контроля работы АСУЭ производится в 24:00 среднеевропейского времени 10-го, 20-го числа текущего месяца. Стороны обмениваются полученными данными не позднее 11 и 21 числа текущего месяца и проводят предварительное согласование данных. Для фактических расчетов показания счетчиков снимаются в 24:00 среднеевропейского времени последнего дня месяца, которыми Стороны обмениваются не позднее 1 числа месяца, следующего за расчетным.

2.6.5. Стороны проводят сверку показаний счетчиков точек учета МГЛЭП в порядке, оговоренном в Договоре.

2.7. Порядок организации учета при приеме или отдаче электроэнергии через обходной или шиносоединительный выключатели

2.7.1. Стороны обязуются безотлагательно сообщать друг другу:

- обо всех изменениях в составе ИК точки учета МГЛЭП, схеме включения, параметрах настройки и параметрировании счетчиков;
- о включении МГЛЭП на питание через ОВ или ШСВ с указанием времени перехода на ОВ или ШСВ, а также начальных показаний счетчика ОВ или ШСВ и конечных показаний счетчика МГЛЭП.

Примечание: По поручению Сторон обмен указанной информацией может выполняться также между смежными предприятиями (организациями).

2.7.2. При переводе работы МГЛЭП через ОВ или ШСВ учет электроэнергии выполняется по счетчикам, установленным на этих выключателях. При восстановлении обычной схемы питания МГЛЭП телефонограммой сообщается время перехода на обычную схему питания, конечные показания счетчика ОВ или ШСВ и начальные показания счетчика МГЛЭП. Указанная информация должна фиксироваться в порядке, установленном в предприятии (организации), эксплуатирующей точку учета МГЛЭП.

2.7.3. Требования к ИК, установленным на ОВ или ШСВ, через которые может осуществляться передача электроэнергии по МГЛЭП, такие же как и к ИК точки учета МГЛЭП.

2.8. Порядок отнесения затрат электроэнергии при постановке МГЛЭП под охранное напряжение

2.8.1. При отсутствии перемещения электроэнергии по МГЛЭП одна из Сторон подключает к ней охранное напряжение для предотвращения умышленного разрушения конструкции МГЛЭП.

2.8.2. Потери электроэнергии, возникающие в МГЛЭП при подключенном охранном напряжении, определяются по показаниям счетчиков точки учета МГЛЭП Стороны, которая подключила к МГЛЭП охранное напряжение.

2.8.3. Значения электроэнергии, зафиксированные счетчиками на МГЛЭП в таких случаях, не включаются в значение перетоков электроэнергии между Сторонами. Эти значения электроэнергии относят на потери Стороны, которая подает на линию охранное напряжение, если иное не оговорено Договором.

2.8.4. Сторона, подключившая к МГЛЭП охранное напряжение, ежемесячно сообщает другой Стороне по ее запросу значение потерь электроэнергии на этой МГЛЭП.

2.8.5. Для равномерного распределения потерь электроэнергии между Сторонами рекомендуется поочередно включать МГЛЭП под охранное напряжение каждой Стороной.

2.9. Требования к автоматизированным системам учета электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП.

2.9.1. Стороны самостоятельно создают автоматизированные системы учета электроэнергии (АСУЭ) как законченные, самостоятельно функционирующие организационно-технические системы на основе нормативных документов, действующих в государстве Стороны, создающей АСУЭ (международных, межгосударственных, государственных стандартов, регламентов и др.).

2.9.2. АСУЭ создаются на базе существующих измерительных каналов (измерительных комплексов) точек учета энергообъектов путем объединения их соответствующим оборудованием сбора, передачи и обработки результатов измерения для автоматизированного определения объемов электроэнергии, перемещаемой через точки учета. При создании АСУЭ может проводиться модернизация или реконструкция точек учета.

2.9.3. АСУЭ создаются для всех точек учета (в том числе и для точек учета МГЛЭП) энергообъекта, предприятия (организации) и Стороны в целом. За решением Стороны могут создаваться АСУЭ только для точек учета МГЛЭП.

2.9.4. При создании АСУЭ рекомендуется использовать:

- коммуникационные средства общего применения для построения информационных сетей и компьютеры промышленного применения;
- общепринятые операционные системы и программное обеспечение общего применения;
- специальное программное обеспечение на основе международных стандартов для энергетики.

2.9.5. Работа составных частей АСУЭ, в том числе и многофункциональных счетчиков, должна синхронизироваться от источника точного времени. В качестве источников точного времени могут использоваться национальные и международные эталоны точного времени и системы передачи эталонных сигналов времени и частоты, например, спутниковые системы GPS, ГЛОНАСС, Galileo.

2.9.6. Для обеспечения обмена данными между АСУЭ смежные Стороны согласуют между собой:

- номенклатуру и форматы передаваемых данных;
- порядок, регламент и протокол обмена данными;
- информационную сеть (типы, технические характеристики каналов связи и др.) для обмена данными.

Согласование между смежными Сторонами рекомендуется выполнять на стадии проектирования АСУЭ.

2.9.7. Обмен данными рекомендуется выполнять с использованием протоколов, соответствующих международным стандартам.

2.9.8. Минимальная номенклатура передаваемых данных должна соответствовать указанной в п. 2.6.3.2.

2.9.9. Сторона или уполномоченное (-ая) Стороной предприятие (организация) вводит в эксплуатацию АСУЭ или функционально законченные ее части в порядке, установленном нормативными документами, действующими в государстве Стороны, эксплуатирующей АСУЭ.

2.9.10. При вводе в эксплуатацию АСУЭ или ее частей проводятся испытания в объеме, указанном в технической документации на эту АСУЭ или ее часть.

В испытаниях могут принимать участие представители смежных Сторон [предприятий (организаций)] по их согласию.

2.9.11. АСУЭ или ее часть проходит метрологический контроль в порядке и объеме, установленном нормативными документами государства, в которой она эксплуатируется. Метрологическому контролю рекомендуется подвергать только средства измерений измерительных каналов (измерительных комплексов) точек учета.

2.9.12. В АСУЭ Сторон должна быть предусмотрена функция архивирования и долговременного хранения данных по учету электроэнергии, перемещенной по МГЛЭП. Порядок реализации функций архивирования и долговременного хранения данных Стороны определяют самостоятельно. Данные рекомендуется хранить не менее 3-х лет. При необходимости Стороны могут предоставлять друг другу архивные данные.

2.9.13. В Приложении № 5 приведены типовые требования к АСУЭ.

2.10. Порядок разрешения спорных вопросов

Все разногласия между Сторонами, которые касаются вопросов коммерческого учета электрической энергии на МГЛЭП, должны решаться согласительной комиссией из представителей Сторон или согласно процедурам, оговоренным в договорах или иных соглашениях Сторон.

3. Расчетная часть

3.1. Алгоритмы расчета сальдо перетоков электроэнергии, перемещаемой через таможенную границу сопредельных государств за расчетный период, а также в режиме приема/отдачи

3.1.1. Приведение значений электроэнергии к точкам поставки (таможенной границе) и алгоритм расчета потерь электроэнергии в каждой МГЛЭП за расчетный период (календарный месяц) выполняется на основании Договоров, заключенных Сторонами.

3.1.2. Потери электроэнергии в каждой МГЛЭП определяются исходя из разности показаний счетчиков электроэнергии в режимах «отдача» и «прием», установленных на разных концах линии, и распределяются пропорционально длинам участков МГЛЭП, находящимся на балансе Сторон, если иное не оговорено в Договорах. В общем случае расчет принятой и отданной электроэнергии за расчетный период с приведением к таможенной границе по отдельной *i*-ой МГЛЭП осуществляется по формулам (1) - (4):

При условии, что $W_{отд_i} \geq W_{пр_i}$

$$W_{отд_гран_i} = W_{отд_i} - (W_{отд_i} - W_{пр_i}) * K_{отд_i}, \quad (1)$$

$$W_{пр_гран_i} = W_{пр_i} + (W_{отд_i} - W_{пр_i}) * K_{пр_i}, \quad (2)$$

$$W_{отд_i} = (N''_{отд_i} - N'_{отд_i}) * K_{расч_отд_i}, \quad (3)$$

$$W_{пр_i} = (N''_{пр_i} - N'_{пр_i}) * K_{расч_пр_i}, \quad (4)$$

где:

- $W_{отд_гран_i}$ – расчетное значение электроэнергии, отданной по *i*-ой МГЛЭП за расчетный период из одной ЭС в другую на таможенной границе;
- $W_{пр_гран_i}$ – расчетное значение электроэнергии, принятой по *i*-ой МГЛЭП за расчетный период одной ЭС от другой на таможенной границе;
- $W_{отд_i}$ – значение отданной электроэнергии *i*-ой МГЛЭП по показаниям счетчиков отдающей стороны;
- $W_{пр_i}$ – значение принятой электроэнергии *i*-ой МГЛЭП по показаниям счетчиков принимающей Стороны;
- $N'_{отд_i}$, $N''_{отд_i}$ – показания, зафиксированные счетчиком в режиме «отдача» на *i*-ой МГЛЭП отдающей стороны, соответственно в начале и конце расчетного периода;
- $N'_{пр_i}$, $N''_{пр_i}$ – показания, зафиксированные счетчиком в режиме «прием» на *i*-ой МГЛЭП принимающей стороны, соответственно в начале и конце расчетного периода;

- $Kрасч_отд_i$ – расчетный коэффициент ИК в режиме «отдача» на i -ой МГЛЭП отдающей стороны;
- $Kрасч_пр_i$ – расчетный коэффициент ИК в режиме «прием» на i -ой МГЛЭП принимающей стороны;
- $Kотд_i$ - доля потерь в i -ой МГЛЭП относящаяся к отдающей стороне (значения указаны в столбцах №№ 5 и 7 *Приложения № 4*);

$$Kотд_i = Lотд_i / L\Sigma_i \quad (5)$$

- $Kпр_i$ - доля потерь в i -ой МГЛЭП относящаяся к принимающей стороне (значения указаны в столбцах №№ 5 и 7 *Приложения № 4*);

$$Kпр_i = Lпр_i / L\Sigma_i \quad (6)$$

- $Lотд_i$ - длина участка i -ой МГЛЭП стороны, отдающей электроэнергию (столбцы №№ 4 и 6 *Приложения № 4*);
- $Lпр_i$ - длина участка i -ой МГЛЭП стороны, принимающей электроэнергию (столбцы №№ 4 и 6 *Приложения № 4*);
- $L\Sigma_i$ - общая длина i -ой МГЛЭП (столбец № 3 *Приложения № 4*).

Значения $N^{отд_i}$, $N^{пр_i}$, $Kрасч_отд_i$, $Kрасч_пр_i$ берутся из актов регистрации показаний счетчиков (основных и дублирующих) электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП, соответственно отдающей и принимающей стороны.

Значения $Lотд_i$, $Lпр_i$, $L\Sigma_i$ определяются на основании принадлежности участков МГЛЭП смежным предприятиям (организациям), Сторон если иное не предусмотрено договором.

3.1.3. Значения электроэнергии, приведенные к таможенной границе за расчетный период по всем включенным в работу МГЛЭП в режимах «прием» ($W_{пр_гран}$), «отдача» ($W_{отд_гран}$) и сальдо ($W_{сальдо_гран}$) рассчитываются по формулам (7)-(9):

$$W_{пр_гран} = \sum_{i=1}^R W_{пр_гран_i} \quad (7)$$

$$W_{отд_гран} = \sum_{i=1}^R W_{отд_гран_i} \quad (8)$$

$$W_{сальдо_гран} = W_{пр_гран} - W_{отд_гран} \quad (9),$$

где:

R – количество линий, включенных в работу между Сторонами.

3.2. Порядок приведения оперативных и фактических данных по перетокам электроэнергии к таможенной границе

3.2.1. Ежесуточные оперативные данные и данные нарастающим итогом по перемещениям электрической энергии для каждой МГЛЭП приводятся к таможенной границе и согласовываются Сторонами (смежными предприятиями).

3.2.2. К таможенной границе ежесуточно приводятся оперативные данные нарастающим итогом с начала расчетного периода по перемещению электрической энергии для каждой МГЛЭП отдельно для режимов «приема» и «отдачи».

3.2.3. Общий случай расчета нарастающих итогов **суммарных и по временным зонам (суток)** оперативных объемов - **пик** и **день** (с балансирующей зоной **ночь**) - электроэнергии в режиме «отдача» и «прием» с приведением к таможенной границе по отдельной i -ой МГ ВЛ представлен в *Приложении № 6*.

3.2.4. При расчете оперативных данных по перетокам электроэнергии по МГЛЭП, не оснащенных АСУЭ, переток задается равномерным графиком.

3.3. Распределение электроэнергии по временным зонам суток с приведением к таможенной границе

3.3.1. Для разделения фактического сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период на составляющие по временным зонам вычисляются весовые коэффициенты (**Кп**, **Кд**), определяющие долю **пиковой** и **дневной** зон в значении суммарного сальдо перетока электроэнергии за расчетный период по всему сечению между Сторонами.

Используя полученные весовые коэффициенты, вычисляются фактические значения сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период по временным зонам.

3.3.2. Формирование и согласование сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период производятся Сторонами на основании данных, полученных от смежных энергосистем. Эти данные должны содержать приведенные к таможенной границе согласованные сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период между всеми смежными энергосистемами Сторон, сформированные согласно Договорам.

3.3.3. Общий случай расчета приведен в *Приложении № 7*.

3.4. Приведение к таможенной границе почасовых значений электроэнергии

3.4.1. Определение почасовых значений электроэнергии, приведенных к таможенной границе, можно производить тремя вариантами. Выбор одного из вариантов закрепляется в Договорах.

3.4.2. 1-й вариант:

Расчет сальдо перетоков электроэнергии, приведенных к таможенной границе за m -е сутки ($W_{\text{сальдо}_m_{\text{сут}}}$), осуществляется согласно Приложению N 6. Для разделения $W_{\text{сальдо}_m_{\text{сут}}}$ на почасовые значения необходимо использовать данные АСУЭ одной из Сторон (по согласованию) и вычислить весовые коэффициенты j - часа суток (**Кj**).

Используя полученные весовые коэффициенты **Кj**, вычисляются фактические почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии за m -е сутки ($W_{j_{\text{сальдо}_m}}$).

3.4.3. Общий случай расчета приведен в Приложении N 8.

3.4.4 2-й вариант:

Почасовые данные учета (в том числе, отдельно на прием и отдачу), взятые с АСУЭ, приводятся к таможенной границе и согласовываются Сторонами в соответствии с требованиями настоящего Регламента и условиями Договора.

3.4.5.1 В общем случае расчет почасовых оперативных величин перемещенной по МГЛЭП электроэнергии осуществляется по формулам (1) и (2).

3.4.5.2 Почасовые оперативные сальдо перетоков электроэнергии определяются по формуле (9).

3.4.5.3 Суммарное оперативное значение сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период, а также по приему и отдаче определяется путем суммирования согласованных почасовых значений сальдо перетоков электроэнергии.

3.4.5.4 Общий случай расчета приведен в *Приложении № 8*.

3.4.6 Стороны по взаимному согласованию могут установить Договором любой порядок расчета значений перемещенной по МГЛЭП электроэнергии.

3.4.5 3-й вариант:

Почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии, зафиксированные одной из смежных энергосистем с помощью АСУЭ, по согласованию принимаются в качестве приведенных к таможенной границе. При этом точкой поставки электроэнергии принимается точка учета, наиболее приближенная к таможенной границе (принимается, что точки учета расположены на границах принадлежности всех МГЛЭП и, соответственно, потери в МГЛЭП не рассчитываются). Порядок обмена данными АСУЭ изложен в разделе 4.1 Регламента. Если суммарное значение сальдо перетока электроэнергии, приведенное к таможенной границе за расчетный период по всем включенным в работу МГЛЭП (определяется как сумма всех почасовых значений сальдо перетоков электроэнергии) отличается от зафиксированного в таможенных актах Стороны (у которой счетчики фиксируют приведенное к границе значение электроэнергии) значения суммарного сальдо перетока электроэнергии $W_{\text{сальдо_гран.}}$, то образовавшуюся разницу разбивают с помощью весовых почасовых коэффициентов последних суток месяца и компенсируют 6-го числа месяца, следующего за расчетным.

3.5. Алгоритм расчета значения потерь электроэнергии для особых случаев и аварийных ситуаций

3.5.1. Если $W_{\text{отд } i} < W_{\text{пр } i}$ (значение принятой электроэнергии по счетчику «прием» одной Стороны больше значения отданного по счетчику «отдача» другой Стороны), то расчеты потерь электроэнергии в МГЛЭП, а также значения переданной на таможенной границе электроэнергии по данной линии необходимо вести согласно Методике¹, что должно оговариваться отдельно для каждой МГЛЭП в Договорах.

3.5.2. В случае отсутствия или неисправности СИ измерительного канала МГЛЭП одной из Сторон потери в линии определяются расчетным путем согласно Методике и оговариваются отдельно для каждой МГЛЭП в Договорах.

3.5.3. При отсутствии данных АСУЭ у одной из Сторон (при сбое сбора оперативных данных или по другим техническим причинам) Стороны по взаимному согласованию для расчетов оперативных значений сальдо перетоков электроэнергии между смежными энергосистемами принимают в качестве расчетных данные другой Стороны.

4. Заключительная часть

4.1. Порядок обмена информацией

4.1.1. Обмен данными и информацией между Сторонами выполняется с использованием следующих технических средств:

¹ «Методика определения и отнесения потерь в межгосударственных линиях электропередачи» – в настоящее время документ находится в стадии разработки

- а) электронной почты (корпоративным сетям Intranet и сетям Internet общего пользования);
- б) выделенных и коммутируемых каналов передачи данных тональной частоты;
- в) цифровых высокоскоростных каналов передачи данных, включая волоконно-оптические и радиорелейные каналы связи;
- г) каналов передачи информации операторов мобильной связи (GSM, CDMA и т.п.);
- д) сети передачи данных, построенные по технологиям Frame Relay и MPLS (Multi-Protocol Label Switching);
- е) телефонной связи;
- ж) факсимильной связи.

4.1.2. Выбор каналов связи, протоколов и регламента обмена данными определяется возможностями АСУЭ, которые эксплуатируют Стороны, и указывается в отдельном соглашении об обмене информацией между АСУЭ, который заключается Сторонами. В соглашении указываются все необходимые технические и организационные требования, необходимые для организации обмена данными, в том числе:

- а) каналы связи, применяемые для обмена данными;
- б) определяются уровни АСУЭ, с которыми будет выполняться обмен данными;
- в) протокол или протоколы, применяемые для обмена данными;
- г) перечень данных АСУЭ, которыми будут обмениваться Стороны, их кодировка, размерность, интеграционный период и другие характеристики;
- д) указывается нормативно-справочная информация, необходимая для обмена данными между АСУЭ;
- е) временные периоды обмена данными;
- ж) время начала и конца процедуры обмена данными;
- з) необходимость выполнения шифрования данных и алгоритм их шифрования, а также порядок обмена ключами для дешифровки данных;
- и) порядок обмена данными в выходные и праздничные дни;
- к) применяемые принципы верификации данных АСУЭ;
- л) действия Сторон при возникновении сбоев и аварийных ситуаций в работе АСУЭ.

4.1.3. При наличии в АСУЭ Сторон встроенных подсистем обмена информацией между центрами сбора и обработки данными (межмашинный обмен), в которых используются стандартные международные протоколы обмена данными, Стороны должны использовать их для обмена информацией.

4.1.4. При отсутствии в АСУЭ Сторон встроенных подсистем обмена информацией на основе стандартных международных протоколов обмена данными обмен информацией между АСУЭ Сторон выполняется с использованием унифицированного формата макета обмена данными (УФ МОД) в формате XML (Extensible Markup Language), если иное не оговорено в соглашении об обмене информацией между АСУЭ.

Примечание: *Данный протокол разрабатывается в соответствии с решениями 6-го заседания Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ (Протокол № 6 от 16 августа 2007 г.).*

4.1.5. До разработки и внедрения УФ МОД в качестве протокола обмена данными между АСУЭ стран СНГ Стороны по взаимному согласованию могут использовать другие фирменные протоколы, применяемые в настоящее время, например: формат АСКП (ФСК «ЕЭС России»), макет 80020 (НП АТС России), KEGOC (Республика Казахстан) и другие.

4.1.6. С учетом технических характеристик АСУЭ Сторон и используемых ими каналов связи для обмена данными Стороны могут выбрать следующие временные периоды:

- а) обмен данными выполняется по завершении каждого интеграционного периода (каждые 3, 5, 10, 15, 30 или 60 минут);
- б) обмен данными выполняется несколько раз в сутки (2 – 12 раз в сутки);
- в) обмен данными выполняется 1 раз в сутки.

4.1.7. Стороны самостоятельно определяют перечень данных АСУЭ, которыми будут обмениваться, в том числе:

- а) усредненными значениями мощности за установленный в АСУЭ период интеграции по каждому расчетному и дублирующему счетчикам электроэнергии (обязательный параметр для обмена данным между АСУЭ);
- б) показаниями счетчиков на конец суток и на конец расчетного периода на 24:00 по средневропейскому времени (обязательный параметр для обмена данными между АСУЭ);
- в) журналом событий расчетного и дублирующего счетчиков электроэнергии (рекомендуемый параметр для обмена данными между АСУЭ);
- г) показаниями основного и дублирующего счетчиков электроэнергии на конец установленного в АСУЭ периода интеграции (рекомендуемый параметр для обмена данными между АСУЭ);
- д) другими параметрами (мгновенная мощность, напряжение и ток по каждой фазе, векторная диаграмма и т.п.), формируемые счетчиками, установленным на МГЛЭП (рекомендуемый параметр для обмена данными между АСУЭ).

4.1.8. До 13 и 23 числа расчетного месяца и 4 числа месяца, следующего за расчетным, смежные энергосистемы согласовывают по телефону объемы распределения по временным зонам фактического сальдо перетоков электроэнергии.

4.1.9. Не позднее 15, 25 числа расчетного месяца и 5 числа месяца, следующего за расчетным, Стороны обмениваются документами в письменном виде, подтверждающими фактический объем отданной/принятой электроэнергии с разбивкой по временным зонам.

4.1.10. До 15 числа месяца, следующего за расчетным, Стороны составляют Акт сверки фактических объемов приема-отдачи электроэнергии за расчетный месяц за подписями руководителей и заверенные печатями.

4.2. Порядок внесения изменений в Регламент

4.2.1. Все изменения и дополнения к Регламенту оформляются в письменном виде и согласовываются всеми Сторонами – государствами-участниками СНГ согласно «Положению о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем», ИКЭС-ПО-001-2004, утвержденному Решением Электроэнергетического Совета СНГ, Протокол № 25 от 10 июня 2004 года.

4.2.2. Одностороннее внесение изменений и дополнений в Регламент не допускается.

4.2.3. *Приложения №№ 1 - 8* являются неотъемлемой частью Регламента.

**АКТ № _____ от "___" _____ 20__ г.
о наложении пломб в точке учета
межгосударственной линии электропередачи (МГЛЭП)**

(название МГЛЭП)

(должность, фамилия и. о. представителя предприятия, эксплуатирующего точку учета МГЛЭП)

(должность, фамилия и. о. представителя смежного предприятия)

Представителем предприятия, эксплуатирующего точку учета МГЛЭП, и представителем смежного предприятия в точке учета _____
(наименование энергообъекта)

выполнено наложение пломб в местах, указанных таблице

Место наложения пломбы	Место установки	Тип	Зав. №	Оттиск пломбы предприятия		Сохранность предыдущей пломбы смежного предприятия
				эксплуатирующей	смежной	
Крышка клеммной коробки счетчика	основного					
	дублирующего					
Крышка испытательной колодки счетчика	основного					
	дублирующего					
Крышка клеммной коробки (ТН)	Фаза А					
	Фаза В					
	Фаза С					
Крышка клеммной коробки (ТТ)	Фаза А					
	Фаза В					
	Фаза С					

Примечание. Пломбы на крышках клеммных коробок ТН и ТТ могут устанавливаться только в случае, если конструкцией ТН и ТТ предусмотрена возможность пломбировать обмотки для измерений отдельно от обмоток для защиты.

Показания счетчиков в момент наложения пломб:

Счетчик электроэнергии			Показания счетчиков			
			активная энергия		реактивная энергия	
Место установки	Тип	Зав. №	прием	выдача	прием	Выдача
основной						
дублирующий						

Представитель предприятия,
эксплуатирующего точку учета МГЛЭП

(фамилия и. о., подпись)

Представитель смежного предприятия

(фамилия и. о., подпись)

**ПАСПОРТ – ПРОТОКОЛ № _____
измерительного канала точки учета
межгосударственной линии электропередачи (МГЛЭП)**

(Страна, название межгосударственной линии электропередачи)

(название энергообъекта, присоединения)

Основные паспортные данные средств измерений (СИ) измерительного канала (измерительного комплекса) точки учета

Наименование	Место установки	Тип	Зав. №	Год выпуска	Класс точности	Номинальное значение			Коэффициент трансформации или схема включения
						тока	напряжения	Мощности/нагрузки	
Трансформатор напряжения (ТН)	Фаза А					-			
	Фаза В					-			
	Фаза С					-			
Трансформатор тока (ТТ)	Фаза А						-		
	Фаза В						-		
	Фаза С						-		
Счетчик электроэнергии	основной								
	дублирующий								

Сведения о поверке (аттестации) СИ

	Трансформатор напряжения			Трансформатор тока			Счетчик электроэнергии	
	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С	основной	дублирующий
Дата								
Организация								
Дата								
Организация								
Дата								
Организация								
Дата								
Организация								

Примечание: Лист регистрации приложений и приложения, указанные в листе регистрации, являются неотъемлемой частью паспорта-протокола (в лист регистрации вносят акты замены СИ, протоколы измерений во вторичных цепях и др.).

Паспорт - протокол составил _____
(должность) (фамилия и. о.) (подпись) (дата)

**АКТ № _____ от "____" _____ 20__ г.
 проверки счетчиков электроэнергии точки учета
 межгосударственной линии электропередачи (МГЛЭП)**

 (название МГЛЭП)

 (должность, фамилия и. о. представителя предприятия, эксплуатирующего точку учета МГЛЭП)

 (должность, фамилия и. о. представителя смежного предприятия)

Представителем предприятия, эксплуатирующего точку учета МГЛЭП, в присутствии представителя смежного предприятия проведена проверка счетчиков электроэнергии, установленных на _____

 (наименование энергообъекта)

Проверка проводилась эталонным счетчиком _____

 (тип, класс точности)

при температуре _____ °С, частоте _____ Гц, других условиях _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ

Счетчик электроэнергии						Условия проверки			Погрешность, δ, %	
схема включения		режим работы				Ток, А	Напряжение, В	cos φ	измеренная	допустимая
(3-х, 4-х проводная)		(прием, выдача)								
Место установки	Тип	Зав. №	Год выпуска	Класс точности	Показания актив					
					прием	выдача				
основной										
дублирующий										

Расчетный коэффициент точки учета _____

В результате проверки установлено, что счетчик электроэнергии _____ соответствует (не соответствует) установленному классу точности (тип, зав №)

_____ соответствует (не соответствует) установленному классу точности (тип, зав №)

Выводы

Счетчик электроэнергии _____ подлежит дальнейшей эксплуатации/замене (тип, зав №)

_____ подлежит дальнейшей эксплуатации/замене (тип, зав №)

За время проверки основного счетчика недоотпуск электроэнергии составил _____ кВт*час.

Недоотпуск вычислен _____ (по дублирующему счетчику, щитовым приборам, другой методике)

Представитель предприятия, эксплуатирующего точку учета МГЛЭП _____ (фамилия и. о., подпись)

Представитель смежного предприятия _____ (фамилия и. о., подпись)

ТАБЛИЦА ДАННЫХ
для расчета потерь и сальдо-перетоков электроэнергии в МГЛЭП между

(название первой Стороны или предприятия, государство)

(название второй Стороны или предприятия, государство)

№ п/п	Название МГЛЭП с указанием напряжения	Общая длина МГЛЭП (км)	Длина участка МГЛЭП, принадлежащих первой Стороне (предприятию) (км)	Коэффициент потерь в МГЛЭП для первой Стороны (предприятия) (к)	Длина участка МГЛЭП, принадлежащих второй Стороне (предприятию) (км)	Коэффициент потерь в МГЛЭП для второй Стороны (предприятия) (к)	Раздел Методики, согласно которому ведется расчет потерь	Расчет потерь (формула или раздел Методики) в МГЛЭП при их отрицательной величине
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.		
2.		
3.		
...		
...		

 (должность представителя первой Стороны)

 (должность представителя второй Стороны)

 (подпись)

 (фамилия и. о.)

 (подпись)

 (фамилия и. о.)

Типовые требования

к автоматизированным системам учета перетоков электроэнергии по МГЛЭП

5.1. АСУЭ создают с учетом требований действующих нормативных документов в соответствии с техническим заданием на создание АСУЭ, согласованным и утвержденным в установленном порядке.

5.2. АСУЭ по МГЛЭП обычно создается как составляющая часть единой АСУЭ, создаваемой Стороной. За решением Стороны АСУЭ по МГЛЭП может строиться как отдельный комплекс.

5.3. Стороны координируют друг с другом работы по созданию АСУЭ в части обмена информацией и организации каналов связи для её передачи. Для этого они обмениваются необходимой нормативной и технической информацией, предоставляют материалы по созданию и вводу АСУЭ в эксплуатацию.

5.4. АСУЭ строится как многоуровневая распределенная система. Количество уровней АСУЭ Стороны определяют самостоятельно с учетом структуры энергетической отрасли государства. Нижний (первый) уровень АСУЭ объединяет измерительные каналы (измерительные комплексы) точек учета и устанавливается на энергообъекте. Второй уровень обеспечивает сбор данных с подчиненных ему нижних уровней (уровень энергообъектов) и может быть центральным для двухуровневой АСУЭ или региональным для трехуровневой АСУЭ. В трехуровневой АСУЭ третий (центральный) уровень обеспечивает сбор данных с подчиненных ему региональных уровней.

5.5. Смежные Стороны согласовывают между собой уровень обмена данными между АСУЭ. Обмен данными может выполняться между следующими уровнями:

- верхними уровнями АСУЭ (региональными, центральными) Сторон;
 - нижним уровнем (уровень энергообъекта) АСУЭ одной Стороны с верхними уровнями АСУЭ (региональными, центральными) другой Стороны.
- Допускается возможность прямого чтения данных со счетчиков.

Допускается возможность использования одновременно обоих уровней обмена данными.

5.6. Стороны отдельным документом согласовывают регламент и протокол обмена данными, а также типы, технические характеристики каналов связи, адреса и пароли для взаимного обмена данными между базами данных АСУЭ. В качестве протоколов обмена данными нужно использовать стандартные международные протоколы, унифицированный макет протокола обмена данными и фирменные протоколы.

5.7. Стороны оказывают содействие в организации каналов связи между энергообъектами Сторон для получения данных о принятой/отданной электроэнергии по МГЛЭП непосредственно с энергообъекта другой Стороны.

5.8. Верхний уровень АСУЭ (региональный, центральный) должен обеспечить выполнение следующих основных функций и требований:

- а) автоматический сбор данных со счетчиков электроэнергии (основного и дублирующего), входящих в состав ИК, установленных на МГЛЭП, по заданному временному регламенту;
- б) автоматическую поддержку базы данных АСУЭ в актуальном состоянии при сбоях в работе каналов связи и других компонентов АСУЭ;
- в) ручной сбор данных со счетчиков электроэнергии (основного и дублирующего), входящих в состав ИК, установленных на МГЛЭП, по инициативе оператора АСУЭ;
- г) формирование протоколов сбора данных с подчиненных уровней или счетчиков электроэнергии, а также другой диагностической информации, необходимой для эксплуатации АСУЭ;
- д) ручной ввод данных оператором АСУЭ;
- е) учет в работе АСУЭ операций по переводу МГЛЭП на работу через ОВ или ШСВ;
- ж) обмен информацией с АСУЭ смежных Сторон по взаимно согласованным протоколам;
- з) автоматический контроль и синхронизацию времени в счетчиках электроэнергии, а также других компонентах АСУЭ;
- и) контроль и автоматическую или по инициативе оператора АСУЭ синхронизацию времени в счетчиках электроэнергии и других компонентах АСУЭ;
- к) верификацию данных, полученных от основного и дублирующего счетчиков электроэнергии;
- л) сравнение графиков усредненных за установленный период интеграции значений мощности основных и дублирующих счетчиков электроэнергии, установленных на противоположных концах МГЛЭП;
- м) расчет величины потерь электрической энергии в МГЛЭП и сравнение его с допустимыми значениями;
- н) выполнение расчетов перетоков электроэнергии по МГЛЭП по временным зонам, если это предусмотрено соглашением между Сторонами;
- о) расчет групповых (виртуальных) параметров, а также различных обобщенных показателей;
- п) обработку данных, сформированных за разные интеграционные периоды (например, за 60 и 30 минут);
- р) необходимые отчетные документы с выводом их на дисплей и распечатки в виде твердой копии.

5.9. В АСУЭ сбор информации со счетчиков электроэнергии должен выполняться с использованием цифровых интерфейсов. Допускается применение специализированных устройств сбора и передачи данных (УСПД) со счетчиков по импульсным выходам. В этом случае УСПД, данные которых будут использоваться для коммерческих расчетов перетоков по МГЛЭП, и каналы передачи импульсов от счетчиков электроэнергии к УСПД должны пройти метрологическую аттестацию.

5.10. В АСУЭ регионального и центрального уровней должна быть предусмотрена возможность установки периода сбора данных с нижнего уровня АСУЭ. Значение периода сбора данных с АСУЭ нижнего уровня рекомендуется выбирать из ряда 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут или 1 раз в сутки индивидуально для каждой АСУЭ.

5.11. В качестве источника точного времени в АСУЭ могут применяться:

- а) национальные эталоны точного времени, которые имеются в государстве, где выполняется создание АСУЭ;
- б) приемники сигналов точного времени GPS или DCF77 (немецкая радиостанция, передающая время и дату, получаемую с атомных часов, которые являются эталонными для Европейского Союза), в том числе как национальные, так и других государств;
- в) NTP сервера первого уровня, официально действующие в государстве Стороны, которая выполняет работы по созданию АСУЭ;
- г) вторичные эталоны времени (атомные, рубидиевые и другие часы), имеющиеся у Стороны, создающей АСУЭ.

5.12. Для синхронизации времени в АСУЭ должно использоваться не менее двух независимых источников точного времени.

5.13. АСУЭ в автоматическом режиме должна обеспечивать точность хода внутренних таймеров счетчиков электроэнергии с точностью не хуже ± 5 секунд в любой момент времени.

5.14. Данные, получаемые АСУЭ со счетчиков электроэнергии, должны содержать метку времени и признак достоверности.

5.15. При создании АСУЭ к каждому нижнему уровню (уровень энергообъекта) от вышестоящего уровня, которому он подчиняется, должны быть организованы не менее двух каналов связи – основной и резервный.

5.16. Информационная база данных АСУЭ должна быть рассчитана на хранение данных по учету электроэнергии по МГЛЭП, которые формирует основной и дублирующий счетчики электроэнергии, а также необходимой диагностической информации в течение не менее 3-х лет.

Приведение оперативных и фактических данных по перетокам электроэнергии к таможенной границе.

1. Расчет нарастающих итогов **суммарных** и **по временным зонам (суток)** оперативных объемов - **пик** и **день** (с балансирующей зоной **ночь**) - электроэнергии в режиме «отдача» и «прием» с приведением к таможенной границе по отдельной *i*-ой МГ ВЛ осуществляется по формулам (10-18):

$$W_{отд_гран_Σ i} = W_{отд_Σ i} - (W_{отд_Σ i} - W_{пр_Σ i}) * K_{отд i}, \quad (10)$$

$$W_{пр_гран_Σ i} = W_{пр_Σ i} + (W_{отд_Σ i} - W_{пр_Σ i}) * K_{пр i}, \quad (11)$$

при условии, что $W_{отд_Σ i} \geq W_{пр_Σ i}$, (12)

$$W_{отд_гран_п i} = W_{отд_п i} - (W_{отд_п i} - W_{пр_п i}) * K_{отд i}, \quad (13)$$

$$W_{пр_гран_п i} = W_{пр_п i} + (W_{отд_п i} - W_{пр_п i}) * K_{пр i}, \quad (14)$$

при условии, что $W_{отд_п i} \geq W_{пр_п i}$, (15)

$$W_{отд_гран_д i} = W_{отд_д i} - (W_{отд_д i} - W_{пр_д i}) * K_{отд i}, \quad (16)$$

$$W_{пр_гран_д i} = W_{пр_д i} + (W_{отд_д i} - W_{пр_д i}) * K_{пр i}, \quad (17)$$

при условии, что $W_{отд_д i} \geq W_{пр_д i}$, (18)

где:

- $W_{отд_гран_п i}$, $W_{отд_гран_д i}$, $W_{отд_гран_Σ i}$ - расчетное значение электроэнергии нарастающим итогом, отданное одной Стороной другой по *i*-ой МГЛЭП на таможенной границе, соответственно в **пиковой**, **дневной** зонах и **суммарно**;

- $W_{пр_гран_п i}$, $W_{пр_гран_д i}$, $W_{пр_гран_Σ i}$ - расчетное значение электроэнергии нарастающим итогом, принятой одной Стороной от другой по *i*-ой МГЛЭП на таможенной границе, соответственно в **пиковой**, **дневной** зонах и **суммарно**;

- $W_{отд_п i}$, $W_{отд_д i}$, $W_{отд_Σ i}$ - значение электрической энергии нарастающим итогом, рассчитанное по данным АСУЭ (зафиксированное счетчиком) в режиме «отдача» Стороной, которая передает электроэнергию смежной Стороне по *i*-ой МГЛЭП, соответственно в **пиковой**, **дневной** зонах и **суммарно**;

- $W_{пр_п i}$, $W_{пр_д i}$, $W_{пр_Σ i}$ - значение электрической энергии нарастающим итогом, рассчитанное по данным АСУЭ (зафиксированное счетчиком) в режиме «прием» Стороной, которая принимает электроэнергию от смежной Стороны по *i*-ой МГЛЭП, соответственно в **пиковой**, **дневной** зонах и **суммарно**.

Интервалы временных зон должны быть установлены едиными для всех членов СНГ на МГЛЭП.

В случае несоблюдения неравенства (12), (15) и (18), для определения **суммарного** значения электроэнергии или значения любой зоны (**день**, **пик**),

необходимо вести расчет потерь электроэнергии в МГЛЭП, а также величин электроэнергии «отдача» и «прием» по данной линии согласно столбцу № 9 *Приложения № 5*.

При расчете оперативных данных по перетокам электроэнергии по МГЛЭП, не оснащенных системами АСУЭ, переток задается равномерным графиком.

Если в столбце № 9 *Приложения № 5* стоит ссылка на расчет по текущему разделу (р.3.2), то расчет выполняется без проверки неравенств (12), (15) и (18).

2. Расчет оперативного значения электроэнергии нарастающим итогом по «отдаче» и «приему» по *i*-ой МГЛЭП с приведением к таможенной границе в **ночной** зоне производится по формулам (19) и (20):

$$W_{отд_гран_н_i} = W_{отд_гран_Σ_i} - (W_{отд_гран_п_i} + W_{отд_гран_д_i}), \quad (19)$$

$$W_{пр_гран_i} = W_{пр_гран_Σ_i} - (W_{пр_гран_п_i} + W_{пр_гран_д_i}), \quad (20)$$

где:

$W_{отд_гран_н_i}$ – значение электрической энергии нарастающим итогом, отданной в **ночной** зоне одной Стороной другой по *i*-ой МГЛЭП;

$W_{пр_гран_н_i}$ – значение электрической энергии нарастающим итогом, принятой в **ночной** зоне одной Стороной от другой по *i*-ой МГЛЭП.

3. Суммарное сальдо перетоков электроэнергии нарастающим итогом ($W_{сальдо_гран_Σ_i}$) по *i*-ой МГЛЭП, а также по зонам – **пик** ($W_{сальдо_гран_п_i}$), **день** ($W_{сальдо_гран_д_i}$), **ночь** ($W_{сальдо_гран_н_i}$) определяется по формулам (21)–(24):

Суммарно:

$$W_{сальдо_гран_Σ_i} = W_{пр_гран_Σ_i} - W_{отд_гран_Σ_i} \quad (21)$$

Пиковая зона:

$$W_{сальдо_гран_п_i} = W_{пр_гран_п_i} - W_{отд_гран_п_i} \quad (22)$$

Дневная зона:

$$W_{сальдо_гран_д_i} = W_{пр_гран_д_i} - W_{отд_гран_д_i} \quad (23)$$

Ночная зона:

$$W_{сальдо_гран_н_i} = W_{пр_гран_н_i} - W_{отд_гран_н_i} \quad (24)$$

4. Расчет оперативных значений сальдо перетоков электроэнергии нарастающих итогов (суммарного и с разбивкой по временным зонам), приведенных к таможенной границе, по всем МГЛЭП между Сторонами выполняется путем суммирования приведенных к таможенной границе сальдо перетоков электроэнергии по всем МГЛЭП, участвующим в параллельной работе, согласно формулам (25)–(28):

$$W_{сальдо_сеч_гран_Σ} = \sum_{i=1}^R W_{сальдо_гран_Σ_i}, \quad (25)$$

$$W_{сальдо_сеч_гран_п} = \sum_{i=1}^R W_{сальдо_гран_п_i}, \quad (26)$$

$$W_{\text{сальдо_сеч_гран_д}} = \sum_{i=1}^R W_{\text{сальдо_гран_д_i}}, \quad (27)$$

$$W_{\text{сальдо_сеч_гран_н}} = \sum_{i=1}^R W_{\text{сальдо_гран_н_i}}, \quad (28)$$

где:

$W_{\text{сальдо_сеч_гран_}\Sigma}$, $W_{\text{сальдо_сеч_гран_п}}$, $W_{\text{сальдо_сеч_гран_д}}$, $W_{\text{сальдо_сеч_гран_н}}$ – сальдо перетоков электроэнергии нарастающим итогом по всем МГЛЭП, приведенное к таможенной границе соответственно – **суммарно**, а также по временным зонам - **пик**, **день** и **ночь**.

5. Расчет сальдо перетоков электроэнергии приведенных к таможенной границе за m -е сутки ($W_{\text{сальдо_}m\text{_сут}}$) осуществляется по данным нарастающего итога суммарного за m суток ($W_{\text{сальдо_}m}$) и данным нарастающего итога суммарного за $m-1$ суток ($W_{\text{сальдо_}m-1}$), по формуле (29):

$$W_{\text{сальдо_}m\text{_сут}} = W_{\text{сальдо_}m} - W_{\text{сальдо_}m-1}, \quad (29)$$

В случае, когда $m=1$ (первые сутки расчетного периода), то $W_{\text{сальдо_}m-1}$ принимается равным нулю.

Аналогично рассчитываются оперативные нарастающие итоги сальдо перетоков электроэнергии по временным зонам за m -ые сутки.

При достижении m значения последнего дня расчетного периода формируется оперативное **суммарное** сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период ($W_{\text{сальдо_опер_гран}}$):

$$W_{\text{сальдо_опер_гран}} = W_{\text{сальдо_}m}, \quad (30)$$

Аналогично рассчитываются приведенные к границе оперативные значения сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период по временным зонам **пик** и **день** ($W_{\text{сальдо_опер_гран_п}}$, $W_{\text{сальдо_опер_гран_д}}$). Временная зона **ночь** ($W_{\text{сальдо_опер_гран_н}}$) является балансирующей.

Распределение электроэнергии по временным зонам суток с приведением к таможенной границе

1. Для разделения фактического сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период на составляющие по временным зонам вычисляются весовые коэффициенты (**Кп**, **Кд**), определяющие долю **пиковой** и **дневной** зон в значении суммарного сальдо перетока электроэнергии за расчетный период по всему сечению между Сторонами:

$$K_p = W_{\text{сальдо_опер_гран_п}} / W_{\text{сальдо_опер_гран}}, \quad (31)$$

$$K_d = W_{\text{сальдо_опер_гран_д}} / W_{\text{сальдо_опер_гран}}, \quad (32)$$

где:

W_{сальдо_опер_гран_п} , **W_{сальдо_опер_гран_д}** – оперативные согласованные позонные значения электроэнергии за расчетный период, приведенные к таможенной границе, соответственно по зонам **пик** и **день**;

W_{сальдо_опер_гран} – оперативное согласованное сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период, приведенное к таможенной границе.

Используя полученные весовые коэффициенты, вычисляются фактические значения сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период по временным зонам:

$$W_{\text{сальдо_пик}} = K_p * W_{\text{сальдо_гран}}, \quad (33)$$

$$W_{\text{сальдо_день}} = K_d * W_{\text{сальдо_гран}}, \quad (34)$$

$$W_{\text{сальдо_ночь}} = W_{\text{сальдо_гран}} - (W_{\text{сальдо_пик}} + W_{\text{сальдо_день}}), \quad (35)$$

где:

W_{сальдо_пик}, **W_{сальдо_день}**, **W_{сальдо_ночь}** – сальдо перетоков электроэнергии по всем МГЛЭП между Сторонами за расчетный период, рассчитанное по данным счетчиков и приведенное к таможенной границе, соответственно по зонам – **пик**, **день** и **ночь**.

2. Формирование и согласование сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период производятся Сторонами на основании данных, полученных от смежных энергосистем. Эти данные должны содержать приведенные к таможенной границе согласованные сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период между всеми смежными энергосистемами Сторон, сформированные согласно Договорам.

Варианты приведения к таможенной границе почасовых значений электроэнергии

1-й вариант:

Расчет сальдо перетоков электроэнергии приведенных к таможенной границе за **m**-е сутки ($W_{сальдо_m_сут}$) осуществляется по формулам (10), (11), (21), (25) и (29), а оперативное **суммарное** сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период ($W_{сальдо_опер_гран.}$) по формуле (30). Для разделения $W_{сальдо_m_сут}$ на почасовые значения необходимо использовать данные АСУЭ одной из Сторон (по согласованию) и вычислить весовые коэффициенты **j** - часа суток (**Kj**):

$$K_j = W_{j_m} / W_{сальдо_опер_m_сут}, \quad (36)$$

где:

W_{j_m} – оперативные почасовые значения электроэнергии за **m**-е сутки, полученные с помощью АСУЭ одной из Сторон;

j – почасовые интервалы времени от 0-го до 23-го часа суток.

Используя полученные весовые коэффициенты **Kj**, вычисляются фактические почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии за **m**-е сутки ($W_{j_сальдо_m}$):

$$W_{j_сальдо_m} = K_j * W_{сальдо_m_сут}, \quad (37)$$

Расчет фактического значения сальдо перетоков электроэнергии в интервале между 23-м и 24-м часом **m**-х суток ($W_{24_сальдо_m}$) выполняется по формуле (38):

$$W_{24_сальдо_m} = W_{сальдо_m_сут} - \sum_{j=1}^{23} W_{j_сальдо_m}, \quad (38)$$

В случае возникновения разницы:

$$W_{сальдо_опер_гран} - W_{сальдо_гран} = \Delta W_{сальдо_гран} \neq 0, \quad (39)$$

то возникшее отклонение необходимо разбить на 24 части весовыми почасовыми значениями **Kj**, рассчитанными за последние сутки расчетного периода (коэффициент последнего часа является балансирующим), и компенсировать 6-го числа следующего расчетного периода.

2-й вариант:

Почасовые данные учета (в том числе отдельно на прием и отдачу), взятые с АСУЭ, приводятся к таможенной границе и согласовываются Сторонами в соответствии с требованиями настоящего Регламента и условиями Договора.

1. В общем случае, расчет почасовых оперативных величин перемещенной по МГЛЭП электроэнергии осуществляется по формулам:

$$W_{отд_гран_i_j} = W_{отд_i_j} - (W_{отд_i_j} - W_{пр_i_j}) * K_{отд_i}, \quad (40)$$

$$W_{пр_гран_i_j} = W_{пр_i_j} + (W_{отд_i_j} - W_{пр_i_j}) * K_{пр_i}, \quad (41)$$

где:

- $W_{отд_гран_i_j}$ – оперативное значение электроэнергии, отданной по i -ой МГЛЭП за j -ый час из одной ЭС в другую на таможенной границе;
- $W_{пр_гран_i_j}$ – оперативное значение электроэнергии, принятой по i -ой МГЛЭП за j -ый час одной ЭС от другой на таможенной границе;
- $W_{отд_i_j}$ – значение отданной за j -ый час электроэнергии i -ой МГЛЭП по показаниям приборов отдающей Стороны;
- $W_{пр_i_j}$ – значение принятой за j -ый час электроэнергии i -ой МГЛЭП по показаниям приборов принимающей Стороны;
- $K_{отд_i}$ - доля потерь в i -ой МГЛЭП, относящаяся к отдающей Стороне (значения указаны в столбцах №№ 5 и 7 *Приложения № 4*);

$$K_{отд_i} = L_{отд_i} / L_{\Sigma_i} \quad (5)$$

- $K_{пр_i}$ - доля потерь в i -ой МГЛЭП, относящаяся к принимающей Стороне (значения указаны в столбцах №№ 5 и 7 *Приложения № 4*);

$$K_{пр_i} = L_{пр_i} / L_{\Sigma_i} \quad (6)$$

- $L_{отд_i}$ - длина участка i -ой МГЛЭП Стороны, отдающей электроэнергию (столбцы №№ 4 и 6 *Приложения № 4*);
- $L_{пр_i}$ - длина участка i -ой МГЛЭП Стороны, принимающей электроэнергию (столбцы №№ 4 и 6 *Приложения № 4*);

L_{Σ_i} - общая длина i -ой МГЛЭП (столбец № 3 *Приложения № 4*).

2. Почасовые оперативные сальдо перетоков электроэнергии определяются по формуле:

$$W_{сальдо_j} = \sum_{i=1}^R (W_{пр_гран_i_j} - W_{отд_гран_i_j}) \quad (42)$$

где R - общее количество МГЛЭП, включенных в работу между Сторонами.

3. Суммарное оперативное значение сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период, а также по приему и отдаче определяется путем суммирования согласованных почасовых значений сальдо перетоков электроэнергии:

$$W_{сальдо} = \sum_{j=1}^n W_{сальдо_j} \quad (43)$$

$$W_{сальдо_отд} = \sum_{j=1}^n W_{отд_гран_i_j} \quad (44)$$

$$W_{сальдо_пр} = \sum_{j=1}^n W_{пр_гран_i_j} \quad (45)$$

где n - количество часов в расчетном периоде.

4. В случае, если АСУЭ в соответствии с таможенным законодательством Сторон является окончательным источником данных для целей таможенного учета, Стороны в порядке и на условиях, предусмотренных Договором, формируют и согласовывают сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период на основании приведенных к границе почасовых данных учета, рассчитанных в соответствии с формулой (43).

5. В случае отсутствия АСУЭ при наличии почасовых данных учета, а также в случае, если АСУЭ в соответствии с таможенным законодательством Сторон не является окончательным источником данных для целей таможенного учета, Стороны формируют и согласовывают сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период в соответствии с разделом 3.1. В случае, если **Wсальдо_гран** и **Wсальдо** различаются, возникшая разность рассматривается как неучтенные потери и учитывается в фактических почасовых значениях сальдо перетоков электроэнергии пропорционально доле значения перетока в соответствующем часе в суммарном значении сальдо перетоков **Wсальдо**.

Приложение 12

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 33 от 23 мая 2008 года

Типовой договор о создании и порядке использования резервов ресурсов при параллельной работе электроэнергетических систем государств-участников СНГ

_____ « ____ » _____ 200_ г.
_____ в лице _____, действующего на основании _____, и
_____ в лице _____, действующего на основании _____, совместно именуемые в дальнейшем «Стороны»,

стремясь к повышению уровня энергетической безопасности,

руководствуясь положениями Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 15 сентября 2004 года и Соглашения о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ от 30 мая 2002 года,

заключили настоящий Договор о нижеследующем:

Статья 1. Определения.

Для целей настоящего Договора используются следующие определения:

1.1. Топливо-энергетические ресурсы – источники горючих веществ, выделяющие при сжигании значительное количество теплоты, которая используется в технологических процессах или преобразуется в другие виды энергии.

1.2. Материально-технические ресурсы – сырье, материалы, узлы, детали, запасные части, заготовки, комплектующие и другие изделия отраслевого и межотраслевого назначения.

1.3. Резервы ресурсов – заранее созданные запасы топливо-энергетических и материально-технических ресурсов.

1.4. Авария в энергосистеме – нарушение нормального режима работы всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Статья 2. Предмет Договора. Обязательства Сторон.

2.1. Стороны создают, поддерживают и предоставляют друг другу резервы топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов.

2.2. Стороны обязуются создать резервы необходимых согласованных топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов для обеспечения надежности энергосистемы при крупных системных авариях и в форс-мажорных условиях.

2.3. Номенклатура необходимых согласованных топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов и объемы резервов определяются исходя из предполагаемых типов и масштабов аварий в энергосистеме и объемов необходимых работ по их ликвидации, возможных форс-мажорных условий.

2.4. Стороны обязуются поддерживать необходимый и согласованный резерв топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов в надлежащем состоянии.

Статья 3. Порядок использования резервов ресурсов.

3.1. При возникновении аварийной или форс-мажорной ситуации в одной из Сторон для ее ликвидации в первую очередь используется собственный резерв топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов.

3.2. В случае недостаточности собственного резерва топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов, данная Сторона обращается к другой Стороне с письменным обращением (заявкой) о предоставлении топливно-энергетических и материально-технических ресурсов.

3.3. Сторона, получившая письменное обращение (заявку), выполняет ее исходя из имеющегося у нее резерва ресурсов с учетом его использования для своих нужд.

3.4. Транспортировка топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов по территории государства Стороны осуществляется за счет соответствующей Стороны.

Статья 4. Порядок восстановления резервов ресурсов.

4.1. После ликвидации аварийной или форс-мажорной ситуации Стороны обязуются восстановить резерв топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов в соответствии с утвержденной номенклатурой в срок _____.

4.2. По взаимному согласию Сторон допускается оптимизация резерва топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов путем создания одного резерва ресурсов для обеих сторон.

Статья 5. Контроль резервов ресурсов.

5.1. Резервы топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов должны находиться на балансе _____.

5.2. По взаимному согласию Стороны осуществляют совместный контроль состояния резервов ресурсов Сторон не реже одного раза в год.

5.3. После соответствующей проверки составляется совместный акт состояния резерва топливно-энергетических и/или материально-технических ресурсов.

Статья 6. Разрешение споров.

6.1. Споры и разногласия, которые могут возникнуть по настоящему Договору или в связи с ним, будут решаться путем переговоров.

6.2. В случае, если Стороны не смогут прийти к взаимному согласию путем переговоров, решение споров передается на рассмотрение в _____.

Статья 7. Форс-мажор.

7.1. Стороны не несут ответственности за полное или частичное невыполнение своих обязательств по настоящему Договору, если такое невыполнение обусловлено действием форс-мажорных обстоятельств.

7.2. Сторона, оказавшаяся не в состоянии выполнить свои обязательства по настоящему Договору, обязана известить другую Сторону о наступлении или прекращении действия форс-мажорных обстоятельств, препятствующих выполнению ею этих обязательств.

Статья 8. Прочие положения.

8.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента его подписания.

8.2. Любые изменения и дополнения к настоящему Договору могут быть внесены только по взаимному согласию Сторон.

8.3. Настоящий Договор составлен в двух экземплярах (по одному для каждой из Сторон), имеющих одинаковую юридическую силу.

Статья 9. Юридические адреса и реквизиты сторон.