

**ВЫПИСКА**  
**из Протокола 33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**  
**(23 мая 2008 года, г. Москва)**

**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)**.

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.

**УТВЕРЖДЕН**

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

**РЕГЛАМЕНТ**

**учета межгосударственных перетоков электроэнергии**  
**ИКЭС-Р-...-2008**

**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»)
Вошинский Ю.К.	- (ГП «НЭК «Укрэнерго»)
Иляшевский В.А.	- (ГП «НЭК «Укрэнерго»)

## Содержание

<b>1. Общая часть</b> .....	3
1.1. Перечень сокращений .....	3
1.2. Назначение. ....	3
1.3. Область применения.....	4
1.4. Термины и определения .....	4
1.5. Нормативные правовые документы .....	6
<b>2. Техническая часть</b> .....	8
2.1 Определение точек учета перетоков электроэнергии и границ принадлежности участков межгосударственных линий электропередачи .....	8
2.2. Требования к измерительным каналам точек учета МГЛЭП .....	9
2.3. Определение количества, типов и классов точности счетчиков, трансформаторов тока и напряжения, а также порядок расчета перетоков электроэнергии при выходе из строения одной из составляющих систем учета.....	12
2.4. Порядок обмена документами, паспортами-протоколами и другой информацией по измерительным каналам точек учета электроэнергии на МГЛЭП.....	12
2.5. Определение графиков периодических проверок и замены счетчиков межгосударственного учета, состав специалистов, проводящих эти работы.....	13
2.6. Порядок снятия и документирования показаний счетчиков и обмен данными учета электроэнергии на МГЛЭП.....	15
2.7. Порядок организации учета при приеме или отдаче электроэнергии через обходной или шиносоединительный выключатели.....	16
2.8. Порядок отнесения затрат электроэнергии при постановке МГЛЭП под охранное напряжение.....	16
2.9. Требования к автоматизированным системам учета электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП.....	16
2.10. Порядок разрешения спорных вопросов.....	18
<b>3. Расчетная часть</b> .....	18
3.1. Алгоритмы расчета сальдо перетоков электроэнергии, перемещаемой через таможенную границу сопредельных государств за расчетный период, а также в режиме приема/отдачи.....	18
3.2. Порядок приведения оперативных и фактических данных по перетокам электроэнергии к таможенной границе.....	19
3.3. Распределение электроэнергии по временным зонам суток с приведением к таможенной границе.....	20
3.4. Приведение к таможенной границе почасовых значений электроэнергии.....	20
3.5. Алгоритм расчета величины потерь электроэнергии для особых случаев и аварийных ситуаций.....	21
<b>4. Заключительная часть</b> .....	22

4.1. Порядок обмена информацией.....	22
4.2. Порядок внесения изменений в Регламент.....	23
<b>Приложения 1-8.....</b>	<b>24</b>

## **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;
РЗиА	-	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 потоков 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-ІІ 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 № 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 РЗА.

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 полчасовые 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  $\pm 5.0$  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, поручили 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 многофункциональных 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. Недочет 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 средневропейское время (время меридиана Гринвича плюс один час). Снятие показаний основных и дублирующих счетчиков для расчетов производится ежедневно на 24:00 средневропейского 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 ежедневно на 24:00 средневропейского времени;

2.6.3.2 Ежедневно до 12:00 средневропейского 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 средневропейского 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 средневропейского 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 multifunctional 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;
- $Красч\_отд\_i$  – расчетный коэффициент ИК в режиме «отдача» на  $i$ -ой МГЛЭП отдающей стороны;
- $Красч\_пр\_i$  – расчетный коэффициент ИК в режиме «прием» на  $i$ -ой МГЛЭП принимающей стороны;
- $Комд\_i$  - доля потерь в  $i$ -ой МГЛЭП, относящаяся к отдающей стороне (значения указаны в столбцах №№ 5 и 7 *Приложения № 4*);

$$Комд\_i = Lомд\_i / L\Sigma\_i \quad (5)$$

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

$$Кпр\_i = Lпр\_i / L\Sigma\_i \quad (6)$$

- $Lомд\_i$  - 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  $N'_{отд\_i}, N''_{отд\_i}, N'_{пр\_i}, N''_{пр\_i}, Красч\_отд\_i, Красч\_пр\_i$  берутся из актов регистрации показаний счетчиков (основных и дублирующих) электроэнергии, перемещаемой по МГЛЭП, соответственно отдающей и принимающей стороны.

Значения  $Lомд\_i, Lпр\_i, L\Sigma\_i$  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 ежедневно 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 ( $W_{сальдо\_m\_сут}$ ), осуществляется согласно *Приложению N 6*. 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 (**Кj**).

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

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.

3.4.7 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 *Wсальдо\_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  $W_{отд\_i} < W_{пр\_i}$  (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 Методике<sup>1</sup>, 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:

- а) электронной почты (корпоративным сетям Intranet и сетям Internet общего пользования);
- б) выделенных и коммутируемых каналов передачи данных тональной частоты;

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

- 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 среднеевропейскому 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. №	Отгиск 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 схема включения _____ режим работы _____ (3-х, 4-х проводная) (прием, выдача)						Условия проверки			Погрешность, δ, %		
Место установки	Тип	Зав. №	Год выпуска	Класс точности	Показания актив		Ток, А	Напряж ение, В	cos φ	измер енная	допус тимая
					прием	выдача					
основной											
дублирую щий											

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. По решению 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  $\pm 5$  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):

$$W_{отд\_гран\_Σ i} = W_{отд\_Σ i} - (W_{отд\_Σ i} - W_{нр\_Σ i}) * K_{отд i}, \quad (10)$$

$$W_{нр\_гран\_Σ i} = W_{нр\_Σ i} + (W_{отд\_Σ i} - W_{нр\_Σ i}) * K_{нр i}, \quad (11)$$

при условии, что  $W_{отд\_Σ i} \geq W_{нр\_Σ i}$ , (12)

$$W_{отд\_гран\_n i} = W_{отд\_n i} - (W_{отд\_n i} - W_{нр\_n i}) * K_{отд i}, \quad (13)$$

$$W_{нр\_гран\_n i} = W_{нр\_n i} + (W_{отд\_n i} - W_{нр\_n i}) * K_{нр i}, \quad (14)$$

при условии, что  $W_{отд\_n i} \geq W_{нр\_n i}$ , (15)

$$W_{отд\_гран\_д i} = W_{отд\_д i} - (W_{отд\_д i} - W_{нр\_д i}) * K_{отд i}, \quad (16)$$

$$W_{нр\_гран\_д i} = W_{нр\_д i} + (W_{отд\_д i} - W_{нр\_д i}) * K_{нр i}, \quad (17)$$

при условии, что  $W_{отд\_д i} \geq W_{нр\_д i}$ , (18)

где:

- $W_{отд\_гран\_n i}$ ,  $W_{отд\_гран\_д i}$ ,  $W_{отд\_гран\_Σ i}$  - расчетное значение электроэнергии нарастающим итогом, отданное одной Стороной другой по *i*-ой МГЛЭП на таможенной границе, соответственно в **пиковой**, **дневной** зонах и **суммарно**;

- $W_{нр\_гран\_n i}$ ,  $W_{нр\_гран\_д i}$ ,  $W_{нр\_гран\_Σ i}$  - расчетное значение электроэнергии нарастающим итогом, принятой одной Стороной от другой по *i*-ой МГЛЭП на таможенной границе, соответственно в **пиковой**, **дневной** зонах и **суммарно**;

- $W_{отд\_n i}$ ,  $W_{отд\_д i}$ ,  $W_{отд\_Σ i}$  - 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**;

- $W_{нр\_n i}$ ,  $W_{нр\_д i}$ ,  $W_{нр\_Σ i}$  - 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):

$$W_{отд\_гран\_н\_i} = W_{отд\_гран\_Σ\_i} - (W_{отд\_гран\_н\_i} + W_{отд\_гран\_д\_i}), \quad (19)$$

$$W_{пр\_гран\_i} = W_{пр\_гран\_Σ\_i} - (W_{пр\_гран\_н\_i} + W_{пр\_гран\_д\_i}), \quad (20)$$

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):

$$W_{сальдо\_сеч\_гран\_Σ} = \sum_{i=1}^R W_{сальдо\_гран\_Σ\_i}, \quad (25)$$

$$W_{сальдо\_сеч\_гран\_п} = \sum_{i=1}^R W_{сальдо\_гран\_п\_i}, \quad (26)$$

$$W_{сальдо\_сеч\_гран\_д} = \sum_{i=1}^R W_{сальдо\_гран\_д\_i}, \quad (27)$$

$$W_{сальдо\_сеч\_гран\_н} = \sum_{i=1}^R W_{сальдо\_гран\_н\_i}, \quad (28)$$

где:

$W_{сальдо\_сеч\_гран\_Σ}$ ,  $W_{сальдо\_сеч\_гран\_п}$ ,  $W_{сальдо\_сеч\_гран\_д}$ ,  $W_{сальдо\_сеч\_гран\_н}$  – 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 ( $W_{сальдо\_m\_сут}$ ) осуществляется по данным нарастающего итога суммарного за  $m$  суток ( $W_{сальдо\_m}$ ) и данным нарастающего итога суммарного за  $m-1$  суток ( $W_{сальдо\_m-1}$ ), по формуле (29):

$$W_{сальдо\_m\_сут} = W_{сальдо\_m} - W_{сальдо\_m-1}, \quad (29)$$

В случае, когда  $m=1$  (первые сутки расчетного периода), то  $W_{сальдо\_m-1}$  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 ( $W_{сальдо\_опер\_гран}$ ):

$$W_{сальдо\_опер\_гран} = W_{сальдо\_m}, \quad (30)$$

Аналогично рассчитываются приведенные к границе оперативные значения сальдо перетоков электроэнергии за расчетный период по временным зонам **пик** и **день** ( $W_{сальдо\_опер\_гран\_п}$ ,  $W_{сальдо\_опер\_гран\_д}$ ). Временная зона **ночь** ( $W_{сальдо\_опер\_гран\_н}$ ) 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:

$W_{\text{сальдо\_опер\_гран\_п}}$ ,  $W_{\text{сальдо\_опер\_гран\_д}}$  – оперативные согласованные позонные значения электроэнергии за расчетный период, приведенные к таможенной границе, соответственно по зонам **пик** и **день**;

$W_{\text{сальдо\_опер\_гран}}$  – 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:

$W_{\text{сальдо\_пик}}$ ,  $W_{\text{сальдо\_день}}$ ,  $W_{\text{сальдо\_ночь}}$  – 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:

$$W_{отд\_гран\_i\_j} = W_{отд\_i\_j} - (W_{отд\_i\_j} - W_{нр\_i\_j}) * K_{отд\_i}, \quad (40)$$

$$W_{нр\_гран\_i\_j} = W_{нр\_i\_j} + (W_{отд\_i\_j} - W_{нр\_i\_j}) * K_{нр\_i}, \quad (41)$$

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;

- $W_{np\_гран\_i\_j}$  – 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*);

$L_{\Sigma\_i}$  - 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*.