

**Электроэнергетический Совет**  
Содружества Независимых Государств

---

Приложение 3

*2-я редакция проекта НТД*

**МЕТОДИКА**  
**определения и отнесения потерь в**  
**межгосударственных линиях электропередачи**

**ИКЭС-М-...-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»)

Вошинский И.К.

- (ГП «НЭК «Укрэнерго»)

Иляшевский В.А.

- (ГП «НЭК «Укрэнерго»)

**Одобрено:**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № от

2008 года

©

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

<b>1. Общая часть</b> .....	<b>4</b>
1.1. Перечень сокращений .....	4
1.2. Назначение .....	4
1.3. Область применения .....	4
1.4. Нормативные документы .....	5
1.5. Термины и определения .....	6
<b>2. Техническая часть</b> .....	<b>8</b>
2.1. Алгоритмы определения и распределения потерь электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи при учете электроэнергии, перемещаемой через таможенную границу сопредельных государств, за расчетный период в режиме прием/отдача .....	8
2.1.1. <i>Расчет потерь электрической энергии в межгосударственных линиях электропередачи по показаниям расчетных счетчиков, установленным на каждой стороне межгосударственной линий электропередачи</i> .....	8
2.1.2. <i>Расчет потерь при учете перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи, при нарушении работы одного измерительного канала</i> .....	11
2.1.3. <i>Расчет потерь при учете по счетчику, расположенному на одной стороне</i> .....	12
2.2. Расчет потерь при учете перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи, при превышении значения «прием» на одной стороне линии над значением «отдача» на другой стороне .....	12
2.3. Порядок учета потерь электроэнергии в межгосударственных линиях электропередачи, находящихся под охранным напряжением. ....	12
2.4. Порядок расчета потерь при почасовом учете перетоков электроэнергии и по временным зонам .....	13
2.5. Порядок определения допустимых потерь в межгосударственных линиях электропередачи .....	13
<b>3. Заключительная часть</b> .....	<b>16</b>
3.1. Порядок обмена информацией .....	16
3.2. Порядок внесения изменений в Методику .....	19
<b>4. Приложения</b> .....	<b>19</b>
<b>Лист регистрации изменений</b> .....	<b>28</b>

## 1. Общая часть

### 1.1. Перечень сокращений

АСУЭ	-	автоматизированная система учета электроэнергии;
GPS	-	Global Positioning System (глобальная система позиционирования);
ИК	-	измерительный канал;
МГЛЭП	-	межгосударственная линия электропередачи;
MPLS	-	Multi-Protocol Label Switching (мультипротокольная коммутация по меткам);
НТД	-	нормативно-технический документ;
ПУЭ	-	Правила устройств электроустановок;
ПТЭ	-	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
СИ	-	средства измерений;
СНГ	-	Содружество Независимых Государств;
ТТ	-	трансформатор тока;
ТН	-	трансформатор напряжения;
УФМОД	-	унифицированный формат макета обмена данными;
ЭС	-	электроэнергетическая система (энергосистема);
XML	-	Extensible Markup Language. (расширяемый язык разметки).

### 1.2. Назначение

Настоящий нормативно-технический документ (НТД) является рекомендательным документом для органов управления и регулирования в электроэнергетике Содружества Независимых Государств (СНГ) и разработан на основе общих принципов, предусмотренных Договором об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 г. с целью:

- обеспечения идентичности подхода к определению потерь электрической энергии в МГЛЭП государств-участников СНГ;
- обеспечения согласованного распределения потерь электроэнергии в МГЛЭП между электроэнергетическими системами смежных государств-участников СНГ, рассчитанных за расчетный период;
- контроля рассчитанных за расчетный период потерь путем сравнения с допустимыми потерями в МГЛЭП.

### 1.3. Область применения

Действие настоящей Методики распространяется на субъекты хозяйственной деятельности стран СНГ независимо от их форм собственности, которые осуществляют:

- передачу электроэнергии по МГЛЭП;
- обслуживание МГЛЭП;

- планирование, учёт и расчёт электроэнергии передаваемой между смежными энергосистемами государств-участников СНГ по МГЛЭП.

#### **1.4. Нормативные документы**

В Методике использованы следующие нормативные документы:

1. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года (г. Москва).
2. Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников СНГ 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 электрических систем СНГ, 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 СНГ, одобренное решением 13-го заседания ЭЭС СНГ 20 августа 1998 года (г. Сочи).
8. Положение о взаимодействии метрологических служб электроэнергетики в едином метрологическом пространстве СНГ, утверждено решением 13-го заседания ЭЭС СНГ (Протокол №13 от 20 августа 1998 года).
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 года).
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. Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии. ИКЭС-Р-005-2008 (утвержденный на 33-м заседании Электротехнического Совета СНГ 23 мая 2008 г.).
12. «Правила устройства электроустановок», Минэнерго СССР, 6-е изд., переработанное и дополненное, М.: Энергоатомиздат, 1986 г.
13. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», Минэнерго СССР, 14-е изд., переработанное и дополненное, М.: Энергоатомиздат, 1989 г.

14. “Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям электрообъединений” Союзтехэнерго. Москва, 1987 г. (№ 34-70-030-87).
15. Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» №459-ІГ от 03 апреля 1998 г.
16. Закон Республики Армения «Об энергетике».
17. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» №588 от 9 июля 2004 г.
18. Закон Республики Молдова «Об энергетике» № 137 XIII от 17.09.1998 г.
19. Федеральный закон Российской Федерации «Об электроэнергетике» №35-ФЗ от 26 марта 2003 г.
20. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении», Российская Федерация.
21. Закон Республики Таджикистан «Об энергетике» №33 от 29.11.2000 г.
22. Закон Украины «Об электроэнергетике» № 575/97-ВР от 16.10 1997 г.
23. «Инструкция о порядке коммерческого учета электроэнергии», приложение к договору между членами оптового рынка электроэнергии Украины от 15.11.1996 г.

### **1.5. Термины и определения**

- 1.5.1. В данном разделе в алфавитном порядке приведен перечень терминов и определений, которые использованы в данной Методике.
- 1.5.2. Определения, примененные для терминов в единственном числе и в именительном падеже, относятся к этим же терминам, если они употреблены во множественном числе и в любом падеже.

**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.

**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.

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

**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 (номинальное или ниже), 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»).

**Потери электроэнергии в МГЛЭП коммерческие (нетехнологические)** – значение электроэнергии, которое:

- не учитывается из-за погрешностей ИК и одновременного снятия показаний счетчиков электроэнергии;
- потреблено не установленным потребителем.

**Потери электроэнергии в МГЛЭП технологические** – значение электроэнергии потребленное элементами МГЛЭП (нагрев проводов и коронный разряд) во время передачи электроэнергии.

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

**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.

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

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

## 2. Техническая часть

### 2.1. Алгоритмы определения и распределения потерь электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи при учете электроэнергии, перемещаемой через таможенную границу сопредельных государств, за расчетный период в режиме прием/отдача

а) Расчет потерь выполняется на основании данных коммерческого учета электроэнергии.

б) Учет электроэнергии в МГЛЭП должен соответствовать требованиям «Регламента учета межгосударственных перетоков электроэнергии».

в) Протяженность участков МГЛЭП и их принадлежность Сторонами/Смежным предприятиям (организациям) определяется актом разграничения принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон/Смежных предприятий (организаций), являющимся неотъемлемой частью Договора.

г) В Договорах Стороны/Смежные предприятия (организации) должны определить:

- 1) процедуры фиксации значений перемещенной электрической энергии по МГЛЭП всех классов напряжения и определения величины фактических потерь электроэнергии в них;
- 2) процедуры фиксации электрической энергии по МГЛЭП всех классов напряжения, связанных с работами по техническому обслуживанию ИК и АСУЭ (перерывы работы ИК);
- 3) процедуру расчета допустимой величины потерь электрической энергии при её передаче по всем МГЛЭП;
- 4) другие технические, технологические и методические вопросы, необходимые для работы и не вошедшие в данную Методику.

#### 2.1.1 Расчет потерь электрической энергии в МГЛЭП по показаниям расчетных счетчиков, установленным на каждой стороне МГЛЭП

2.1.1.1. Потери электроэнергии в каждой МГЛЭП определяются исходя из разности показаний счетчиков электроэнергии в режимах «отдача» и «прием», установленным на разных концах линии, и распределяются пропорционально длинам участков МГЛЭП Сторон, по формулам (1- 4), если иное не оговорено в Договорах:

$$\Delta W_{отд.гран.i} = (W_{отд.i} - W_{пр.i}) * K_{отд.i}, \quad (1)$$

$$\Delta W_{пр.гран.i} = (W_{отд.i} - W_{пр.i}) * K_{пр.i}, \quad (2)$$

$$W_{отд.i} = (N''_{отд.i} - N'_{отд.i}) * K_{расч.отд.i}, \quad (3)$$

$$W_{пр.i} = (N''_{пр.i} - N'_{пр.i}) * K_{расч.пр.i}, \quad (4)$$

где:



## Методика определения и отнесения потерь в межгосударственных линиях электропередачи

- $\Delta W_{отд.гран.i}$  – потери электроэнергии в  $i$ -ой МГЛЭП в режиме «отдача» за расчетный период отдающей стороны;
- $\Delta W_{пр.гран.i}$  – потери электроэнергии в  $i$ -ой МГЛЭП в режиме «прием» за расчетный период принимающей стороны;
- $W_{отд.i}$  – 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;
- $K_{расч.отд.i}$  – расчетный коэффициент ИК в режиме «отдача» на  $i$ -ой МГЛЭП отдающей стороны;
- $K_{расч.пр.i}$  – расчетный коэффициент ИК в режиме «прием» на  $i$ -ой МГЛЭП принимающей стороны;

Примечание: Расчетные коэффициенты  $K_{расч.пр.i}, K_{расч.отд.i}$  вычисляются по формулам

$$K_{расч\_отд\_i} = K_{ТТ\_отд\_i} * K_{ТН\_отд\_i}$$

$$K_{расч\_пр\_i} = K_{ТТ\_пр\_i} * K_{ТН\_пр\_i}$$

где:  $K_{ТТ\_отд\_i}, K_{ТН\_отд\_i}, K_{ТТ\_пр\_i}, K_{ТН\_пр\_i}$  – коэффициенты трансформации ТТ и ТН измерительного канала точки учета  $i$ -ой МГЛЭП на стороне отдающей и принимающей электроэнергию;

- $K_{отд.i}$  - доля потерь в  $i$ -ой МГЛЭП относящаяся к отдающей стороне (значения указаны в столбцах №6 и 9 *Приложения №1*);

$$K_{отд.i} = L_{отд.i} / L_{\Sigma i} \quad (5)$$

- $K_{пр.i}$  - доля потерь в  $i$ -ой МГЛЭП относящаяся к принимающей стороне (значения указаны в столбцах №6 и 9 *Приложения №1*);

$$K_{пр.i} = L_{пр.i} / L_{\Sigma i} \quad (6)$$

- $L_{отд.i}$  - длина участка  $i$ -ой МГЛЭП стороны, отдающей электроэнергию (столбцы №4 и 7 *Приложения №1*);
- $L_{пр.i}$  - длина участка  $i$ -ой МГЛЭП стороны, принимающей электроэнергию (столбцы №4 и 7 *Приложения №1*);
- $L_{\Sigma i}$  - общая длина  $i$ -ой МГЛЭП (столбец №3 *Приложения №1*).

Значения  $N'_{отд.i}, N''_{отд.i}, N'_{пр.i}, N''_{пр.i}, K_{расч.отд.i}, K_{расч.пр.i}$  берутся из актов регистрации показаний счетчиков электроэнергии перемещаемой по МГЛЭП, соответственно отдающей и принимающей Стороны, составленного вместе с таможенной службой или по данным АСУЭ каждой из Сторон.

Значения  $L_{отд.i}, L_{пр.i}, L_{\Sigma i}$  определяются на основании принадлежности участков МГЛЭП Сторонам/Смежным энергосистемам, согласно Договорам.

Методика определения и отнесения потерь в межгосударственных линиях электропередачи

2.1.1.2. Для МГЛЭП с отпайкой расчет потерь электроэнергии, где у одной Стороны один конец линии, а у другой Стороны – два, осуществляется следующим образом:

а) Расчет суммарных потерь в данной МГЛЭП осуществляется по формуле (7):

$$\Delta W_{\Sigma} = (W_{1.отд.} + W_{2.отд.} + W_{3.отд.}) - (W_{1.пр.} + W_{2.пр.} + W_{3.пр.}) \quad (7)$$

где:

- $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери в МГЛЭП;
- $W_{1.отд.}$ ,  $W_{2.отд.}$ ,  $W_{3.отд.}$  - отдаваемая в МГЛЭП электроэнергия, учитываемая соответственно счетчиками в режиме «отдача» на всех трех концах;
- $W_{1.пр.}$ ,  $W_{2.пр.}$ ,  $W_{3.пр.}$  - принимаемая по МГЛЭП электроэнергия, учитываемая счетчиками в режиме «прием» на всех трех концах.

б) Расчет оперативной величины суммарного количества электроэнергии ( $W_1$ ), прошедшей по участку МГЛЭП, принадлежащему Стороне без отпайки, осуществляется по формуле (8):

$$W_1 = W_{1.отд.} + W_{1.пр.} \quad (8)$$

в) Расчет доли потерь электроэнергии в режиме «отдача» ( $d_{отд.}$ ) или «прием» ( $d_{пр.}$ ) в участке Стороны без отпайки от МГЛЭП, осуществляется по формулам (9) и (10):

$$d_{отд.} = W_{1.отд.} / W_1 \quad (9)$$

$$d_{пр.} = W_{1.пр.} / W_1 \quad (10)$$

г) Расчет потерь Стороны без отпайки от МГЛЭП в режимах «отдача» и «прием» выполняется по формулам (11) и (12):

$$\Delta W_{1.отд.гран.} = \Delta W_{\Sigma} * d_{отд.} * K_{отд.i} \quad (11)$$

$$\Delta W_{1.пр.гран.} = \Delta W_{\Sigma} * d_{пр.} * K_{пр.i} \quad (12)$$

где:

$K_{отд.i}$ ,  $K_{пр.i}$  – коэффициент потерь в данной МГЛЭП согласно столбца 6 и 9 *Приложения №1*.

д) Суммарные потери Стороны без отпайки от МГЛЭП рассчитываются по формуле (13):

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{1.пр.гран.} - \Delta W_{1.отд.гран.} \quad (13)$$

е) Суммарные потери Стороны с отпайкой от МГЛЭП рассчитываются по формуле (14):

$$\Delta W_{23.гран.} = \Delta W_{\Sigma} - \Delta W_{1.гран.} \quad (14)$$

### 2.1.2. Расчет потерь при учете перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи, при нарушении работы одного измерительного канала

В случае выхода из строя СИ ИК МГЛЭП одной из Сторон потери в линии определяются расчетным путем, который оговаривается отдельно для каждой МГЛЭП в Договорах. В общем случае потери считаются по формуле (15):

$$W_{\text{пот.}} = \frac{1.63 \times W_{\text{psc}}^2 \times R_{\text{экв}}}{U_{\text{н}}^2 \times T} * 10^{-3} \quad (15)$$

где:

- $W_{\text{пот.}}$  - расчетная величина потерь электроэнергии в МГЛЭП, кВт·час;
- $W_{\text{psc}}$  - значение электроэнергии по счетчику активной энергии принятому для расчетов согласно Договора, кВт·час;
- $R_{\text{экв}}$  - эквивалентное сопротивление участка МГ ЛЭП (столбцы №5 и 8 *Приложения №1*), Ом;
- $U_{\text{н}}$  - номинальное напряжение МГЛЭП, кВ;
- $T$  - количество часов, которые МГЛЭП отработала за расчетный период, час.

2.1.2.1. Расчет доли потерь электроэнергии в МГЛЭП выполняется по формулам (16) и (17) с использованием показаний счетчиков в режиме «отдача» для каждой из Сторон.

$$W_{\text{ном.1.}} = \frac{1.63 \times W_{\text{отд.1.}}^2 \times R_1}{U_{\text{н}}^2 \times T} * 10^{-3} \quad (16)$$

где:

- $W_{\text{пот.1.}}$  - расчетная величина потерь электроэнергии в участке МГЛЭП одной Стороны, кВт·час;
- $W_{\text{отд.1.}}$  - значение электроэнергии по счетчику активной энергии отданной одной Стороной другой Стороне, кВт·час;
- $R_1$  - значение эквивалентного сопротивления участка МГЛЭП одной Стороны (столбцы №5 и 8 *Приложения №1*), Ом.

$$W_{\text{ном.2.}} = \frac{1.63 \times W_{\text{отд.2.}}^2 \times R_2}{U_{\text{н}}^2 \times T} * 10^{-3} \quad (17)$$

где:

- $W_{\text{пот.2.}}$  - расчетная величина потерь электроэнергии в участке МГЛЭП другой Стороны, кВт·час;
- $W_{\text{отд.2.}}$  - значение электроэнергии по счетчику активной энергии отданной одной Стороне от другой Стороны, кВт·час;
- $R_2$  - значение эквивалентного сопротивления участка МГЛЭП другой Стороны (столбцы №5 и 8 *Приложения №1*), Ом.

2.1.2.2. Расчет потерь электроэнергии в МГЛЭП выполняется по формулам (18) и (19) на основании показаний счетчиков в режиме «прием» для каждой из Сторон.

$$W_{\text{ном.1.}} = \frac{1.63 \times W_{\text{пр.1.}}^2 \times R_1}{U_n^2 \times T} * 10^{-3} \quad (18)$$

где:

- $W_{\text{пр.1.}}$  - значение электроэнергии по счетчику активной энергии принятой одной Стороной от другой, кВт·час.

$$W_{\text{ном.2.}} = \frac{1.63 \times W_{\text{пр.2.}}^2 \times R_2}{U_n^2 \times T} * 10^{-3} \quad (19)$$

где:

- $W_{\text{пр.2.}}$  - значение электроэнергии по счетчику активной энергии принятой другой Стороной от одной, кВт·час.

### **2.1.3. Расчет потерь при учете по счетчику, расположенному на одной стороне**

2.1.3.1. Выполнение расчетов потерь электроэнергии в МГЛЭП с использованием показаний счетчиков одной из Сторон (установлены только на одном конце линии). Учитывая это, расчеты потерь электроэнергии в МГЛЭП выполняются по формулам (16) – (19).

2.1.3.2. Распределение объемов потерь выполняется согласно столбцам 6 и 9 *Приложения №1*.

### **2.2. Расчет потерь при учете перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи при превышении значения «прием» на одной стороне линии над значением «отдача» на другой стороне**

2.2.1. Для ряда МГЛЭП при таких ситуациях, в соответствии с Договорами, потери могут определяться согласно *Приложению №1* двумя путями:

- а) расчетным путем с использованием показаний счетчиков в режиме «отдача» по формулам (16) и (17);
- б) принимаются равными нулю. При этом объемы электроэнергии, зафиксированные счетчиками по режиму «отдача», а при их отсутствии по режиму «прием», считаются объемами электроэнергии, которые приведены к границе принадлежности.

### **2.3. Порядок учета потерь электроэнергии в межгосударственных линиях электропередачи, находящихся под охранным напряжением.**

2.3.1. При отсутствии перемещения электроэнергии по МГЛЭП одно из смежных предприятий (организаций) подключает к ней охранный напряжение, для предотвращения умышленного разрушения конструкции МГЛЭП.

2.3.2. Потери электроэнергии, возникающие в МГЛЭП при подключенном охранном напряжении, определяются по показаниям счетчиков точки учета МГЛЭП предприятия (организации), которая подключила к МГЛЭП охранный напряжение.

- 2.3.3. Значения электроэнергии, зафиксированные счетчиками на МГЛЭП в таких случаях, не включаются в значения перетоков электроэнергии между смежными энергосистемами. Эти значения электроэнергии относят на потери Стороны или предприятия (организации), которая подает на линию охранное напряжение, в соответствии с Договором. В значения перетоков электроэнергии по истечению расчетного периода между смежными предприятиями (организациями) не включается также величина электроэнергии, зафиксированная счетчиком на одном конце и не зафиксированная счетчиком на другом конце МГЛЭП в режиме кольцевания при ненормируемом режиме работы приборов учета. Эти значения электроэнергии также относят на потери Стороны или смежного предприятия (организации), счетчик которой их зафиксировал.
- 2.3.4. Предприятие (организация), подключившее к МГЛЭП охранное напряжение, сообщает смежному предприятию (организации) по ее запросу о значении потерь электроэнергии на этой МГЛЭП.
- 2.3.5. Для равномерного распределения потерь электроэнергии между смежными энергосистемами рекомендуется поочередно включать МГЛЭП под охранное напряжение каждой Стороной/смежным предприятием (организацией) по договоренности или распределять возникающие потери электроэнергии пропорционально принадлежности МГЛЭП Сторонам/смежным предприятиям (организациям).
- 2.4. Порядок расчета потерь при почасовом учете перетоков электроэнергии и по временным зонам**
- 2.4.1. При почасовом учете значений перемещенной электроэнергии по МГЛЭП, расчет почасовых потерь в каждой линии и сечении в целом не производится. Выполняется только расчет потерь электроэнергии за сутки по формулам (1) и (2). При необходимости расчета почасовых потерь электроэнергии суточные потери можно разбить пропорционально часовым перетокам электроэнергии за данные сутки.
- 2.4.2. При учете значений перемещенной электроэнергии во временных зонах по МГ ЛЭП, расчет потерь в каждой линии для каждой из временных зон «пик» и «день» выполняется по формулам (1) и (2). Потери во временной зоне «ночь» являются балансирующими – рассчитываются как разница между суммарными потерями и потерями временных зон «пик» и «день».
- 2.5. Порядок определения допустимых потерь в межгосударственных линиях электропередачи**
- 2.5.1. Расчеты допустимых потерь энергии в МГЛЭП выполняют для определения обоснованного уровня потерь электроэнергии по отчетным балансовым и схемно-режимным данным работы линий в течение рассматриваемого периода.
- 2.5.2. Для получения итоговой величины потерь необходимо просуммировать все составляющие – нагрузочные потери, потери на корону и потери в измерительных трансформаторах.
- 2.5.3. Потери в МГЛЭП на коронный разряд  $\Delta W_{\text{кор}}$  в киловатт-часах вычисляют по формуле (20):

$$\Delta W_{кор} = L \times T_{раб} \times \sum_{i=1}^n \Delta \rho_{кор i} \times t_i, \quad (20)$$

где:

**L** - длина МГЛЭП, км;

**T<sub>раб</sub>** - продолжительность работы МГЛЭП, ч;

**Δρ<sub>кор i</sub>** - удельные потери активной мощности на корону в МГЛЭП данной конструкции во время i-ого вида погоды, кВт/км, которые определяются по рисункам 1 - 7 (*Приложение №2*);

**t<sub>i</sub>** - относительная продолжительность i-ого вида погоды, которая характерна для МГЛЭП в течение рассматриваемого периода в относительных единицах (о.е.).

При расчете потерь на корону погодные явления по данным Гидрометцентра страны члена ЭЭС СНГ группируют по видам:

- изморозь (кристаллическая и зернистая изморози, иней, гололед);
- дождь (дождь, лавинный дождь, мокрый снег, лавинный мокрый снег);
- туман;
- снег (снег, лавинный снег, снежные зерна, снежная пурга, ледовая крупа, ледовые иголки);
- повышенная (свыше 90%) относительная влажность воздуха;
- хорошая погода,

**Примечание:** Продолжительность дождя увеличивается на 10 % с одновременным сокращением продолжительности хорошей погоды (с сохранением общей продолжительности периода, который рассматривается).

2.5.4. Потери электроэнергии в ТТ и ТН в киловатт-часах вычисляют исходя из их количества и значений средних потерь электроэнергии в измерительных трансформаторах различных классов напряжения. Значения средних потерь мощности и электроэнергии в измерительных трансформаторах определяют по данным таблицы 1.

**Таблица 1 - Среднегодовые потери электроэнергии в измерительных трансформаторах (в расчете на три фазы)**

Вид трансформатора	Среднегодовые потери электроэнергии, кВтч/год при номинальном напряжении, кВ						
	6-10	35	110	150	220	330	500-750
ТТ	60	100	300	300	300	300	300
ТН	175	400	6000	9000	12000	8000	15000

2.5.5. Для вычисления нагрузочной составляющей потерь электроэнергии по отчетным данным используют следующие методы:

- а) для определения обоснованного уровня потерь - модифицированный метод поэлементного расчета;

б) для оперативного контроля режима - метод поэлементного расчета.

2.5.5.1. В модифицированном методе поэлементного расчета нагрузочные потери электроэнергии в МГЛЭП  $\Delta W_{нагр.}$  в киловатт-часах вычисляют по формуле (21):

$$\Delta W_{нагр.} = \frac{R}{U_{ср}^2} \left[ \frac{W_p^2 + W_Q^2}{T_{раб}^2} + D(P) + D(Q) \right] \times T_{раб} \quad , \quad (21)$$

где:

**R** - активное сопротивление МГЛЭП, Ом;

**U<sub>ср</sub>** - среднеэксплуатационное напряжение на МГЛЭП, кВ;

**T<sub>раб</sub>** - продолжительность работы МГЛЭП в рассматриваемом периоде, ч;

**W<sub>p</sub>** - активная энергия, проходящая по МГЛЭП в режиме «отдача», кВт ч;

**W<sub>Q</sub>** - то же, реактивная энергия, квар ч;

**D(P), D(Q)** - дисперсии соответственно активной и реактивной мощностей в МГЛЭП за рассматриваемый период, кВт<sup>2</sup> и квар<sup>2</sup>.

Дисперсии зависят от соотношения минимальной, средней и максимальной активной для **D(P)** или реактивной для **D(Q)** мощностей в МГЛЭП за рассматриваемый период.

Дисперсию **D(P)** вычисляют с применением формул (22 - 24):

$$D(P) = \frac{(P_{макс} - P_{ср}) \times (P_{ср} - P_{мин})^2}{P_{макс} + P_{ср} - 2P_{мин}} \quad , \quad \text{при } \lambda_p \geq 1 \quad (22)$$

или

$$D(P) = \frac{(P_{макс} - P_{ср})^2 \times (P_{ср} - P_{мин})}{2P_{макс} - P_{ср} - P_{мин}} \quad , \quad \text{при } \lambda_p < 1 \quad (23)$$

$$\lambda_p = \frac{P_{ср} - P_{мин}}{P_{макс} - P_{ср}} \quad , \quad (24)$$

где:

**P<sub>макс</sub>** - максимальная активная мощность в МГЛЭП, кВт;

**P<sub>ср</sub>** - средняя активная мощность в МГЛЭП, кВт;

**P<sub>мин</sub>** - минимальная активная мощность в МГЛЭП, кВт.

Дисперсию **D(Q)** вычисляют с применением формул (25 - 27):

$$D(Q) = \frac{(Q_{макс} - Q_{ср}) \times (Q_{ср} - Q_{мин})^2}{Q_{макс} + Q_{ср} - 2Q_{мин}} \quad , \quad \text{при } \lambda_Q \geq 1 \quad (25)$$

$$D(Q) = \frac{(Q_{макс} - Q_{ср})^2 \times (Q_{ср} - Q_{мин})}{2Q_{макс} - Q_{ср} - Q_{мин}} \quad , \quad \text{при } \lambda_Q < 1 \quad (26)$$

$$\lambda_Q = \frac{Q_{\text{ср}} - Q_{\text{мин}}}{Q_{\text{макс}} - Q_{\text{ср}}}, \quad (27)$$

где:

$Q_{\text{макс}}$  - максимальная реактивная мощность в МГЛЭП, квар;

$Q_{\text{ср}}$  - средняя реактивная мощность в МГЛЭП, квар;

$Q_{\text{мин}}$  - минимальная реактивная мощность в МГЛЭП, квар.

При реверсивном прохождении тока по МГЛЭП весь рассматриваемый период времени делят на две составляющие: период приема электроэнергии и период отдачи электроэнергии. Потери электроэнергии в МГЛЭП вычисляют по формуле (21), как сумму двух составляющих.

2.5.5.2 В методе поэлементного расчета нагрузочные потери в сети определенного напряжения  $\Delta W_{\text{сети\_нагр}}$  в киловатт-часах вычисляют по формуле (28):

$$\Delta W_{\text{сети\_нагр}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{i\_нагр} = \sum_{i=1}^n 3 \Delta t \times \sum_{j=1}^{T/\Delta t} R_i \times I_{ij}^2, \quad (28)$$

где,

$\Delta W_{i\_нагр}$  - нагрузочные потери электроэнергии в  $i$ -ой МГЛЭП, кВтч;

$n$  - количество МГЛЭП определенного напряжения, шт.;

$\Delta t$  - интервал между последовательными значениями токовой нагрузки линии, ч;

$T$  - расчетный период, ч;

$R_i$  - активное сопротивление МГЛЭП, Ом;

$I_{ij}$  - токовая нагрузка  $i$ -ой МГЛЭП в момент времени  $j$ , А.

### 3. Заключительная часть

#### 3.1. Порядок обмена информацией

3.1.1. Обмен данными и информацией между Сторонами/Смежными предприятиями (организациями) 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;
- 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.



- 3.1.2. 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) действие Сторон при возникновении сбоев и аварийных ситуаций в работе АСУЭ.
- 3.1.3. 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.
- 3.1.4. 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 Электроэнергетического СНГ (п.9 Протокол N32 от 12 октября 2007 г.).
- 3.1.5. До разработки и внедрения УФМОД 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), КЕГОС (Республика Казахстан) и другие.
- 3.1.6. 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 завершению 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.
- 3.1.7. 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 данным между АСУЭ);
  - в) журналом событий расчетного и дублирующего счетчиков электроэнергии (рекомендуемый параметр для обмена данным между АСУЭ);
  - г) показаниями основного и дублирующего счетчиков электроэнергии на конец установленного в АСУЭ периода интеграции (рекомендуемый параметр для обмена данным между АСУЭ);
  - д) другими параметрами (мгновенная мощность, напряжение и ток по каждой фазе, векторная диаграмма и т.п.), формируемые счетчиками, установленными на МГЛЭП (рекомендуемый параметр для обмена данным между АСУЭ).
- 3.1.8. Для расчетов значений электроэнергии, и соответственно потерь электроэнергии, установлено единое среднеевропейское время. Снятие показаний основных и дублирующих счетчиков для расчетов производится ежедневно на 24:00 среднеевропейского времени (время меридиана Гринвича плюс один час).
- 3.1.9. При наличии технической возможности (надежного канала связи, согласованного протокола обмена информацией) обмен данными между АСУЭ смежных Сторон или предприятий (организаций) осуществляется в автоматическом режиме с согласованной между ними периодичностью.
- 3.1.10. При невозможности обмена данными в автоматическом режиме обмен показаниями счетчиков осуществляется по следующему алгоритму:
- а) снятие показаний основных и дублирующих счетчиков для расчетов производится ежедневно на 24:00 среднеевропейского времени;
  - б) ежедневно, до 12:00 среднеевропейского времени каждого рабочего дня, смежные предприятия (организации) обмениваются (по электронной почте):
    - 1) значениями принятой и отданной электроэнергии за сутки по каждой МГЛЭП по показаниям счетчиков точек учета МГЛЭП;
    - 2) почасовым графиком нагрузки по данным АСУЭ или телеметрии (при отсутствии АСУЭ) для каждой МГЛЭП;
  - в) в случае, если дата обмена данными совпадает с выходным или праздничным днем, официально принятым одной из Сторон, то смежные предприятия (организации) выполняют все

## Методика определения и отнесения потерь в межгосударственных линиях электропередачи

запланированные на эту дату действия в первый рабочий день, следующий за выходным или праздничным днем, если иное не оговорено Договором.

- 3.1.11. Для контроля работы АСУЭ снятие показаний основных и дублирующих счетчиков производится в 24:00 средневропейского времени 10-го, 20-го числа текущего месяца. Полученными данными Стороны/смежные предприятия (организации) обмениваются не позднее 11 и 21 числа текущего месяца и проводят предварительное согласование данных.
- 3.1.12. Для фактических расчетов показания счетчиков снимаются в 24:00 средневропейского времени последнего дня месяца, которыми смежные предприятия (организации) обмениваются не позднее 1 числа месяца, следующего за расчетным.
- 3.1.13. Стороны проводят сверку показаний счетчиков точек учета МГЛЭП в порядке, оговоренном в Договоре.

### **3.2. Порядок внесения изменений в Методику**

- 3.2.1. Все изменения и дополнения к Методике 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.
- 3.2.2. Одностороннее внесение изменений и дополнений в Методику не допускается.
- 3.2.3. *Приложения №1 и №2* являются неотъемлемой частью Методики.

## **4. Приложения**

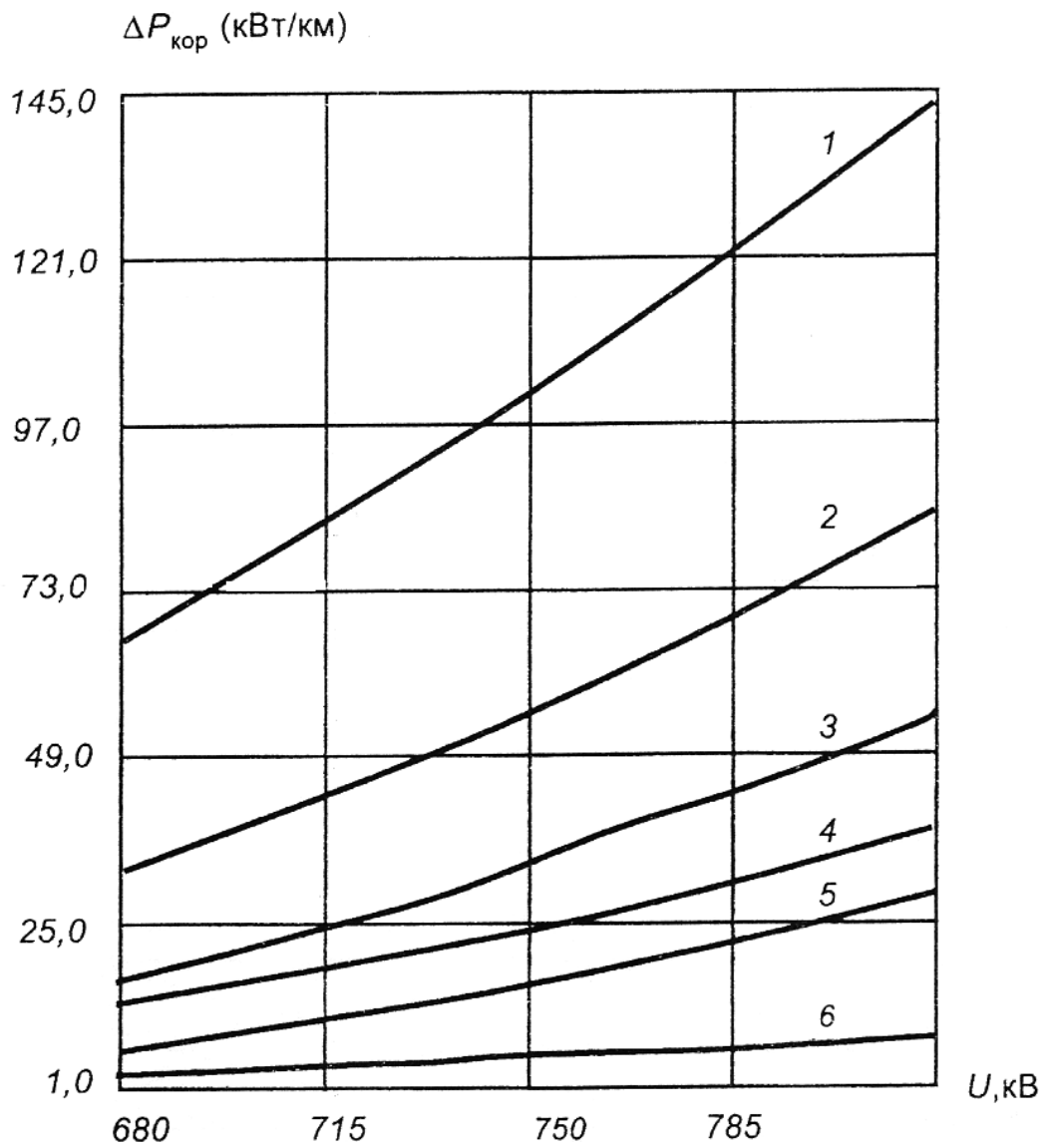
**Приложение №1.** Необходимые характеристики МГЛЭП, для которых выполняется расчет потерь электроэнергии.

**Приложение №2 - (Рис. 1 ... Рис. 7)** - Зависимости потерь на корону от напряжения и вида погоды для МГЛЭП 220-750 кВ с разным типом провода.

Приложение №1

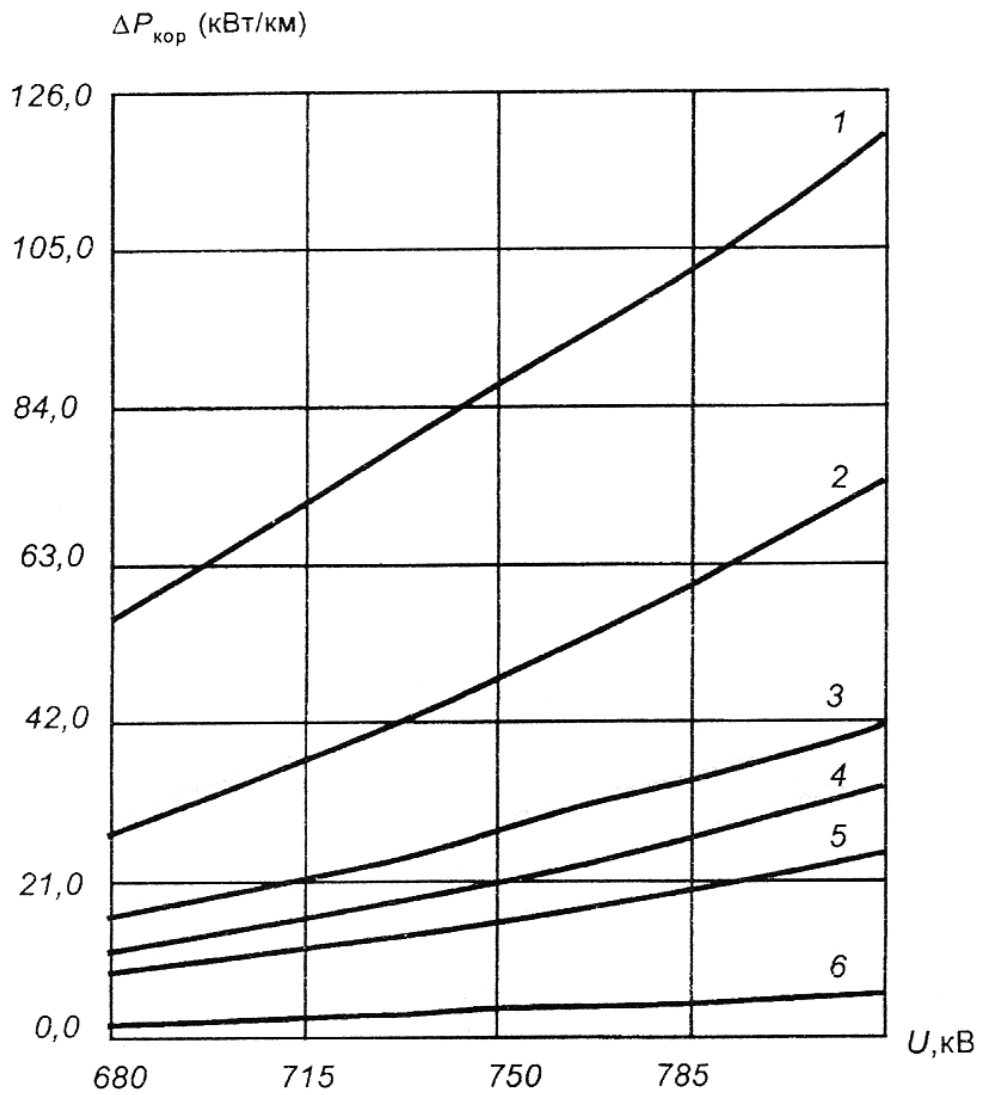
Необходимые характеристики МГЛЭП, для которых выполняется расчет потерь электроэнергии

№ п/п	Название предприятия (организации) и МГЛЭП с указанием напряжения (кВ)	Общая длина МГЛЭП (км)	Длина (км)/сопротивление (Ом) участка МГЛЭП, находящаяся на балансе одной Стороны		Коэффициент потерь в МГЛЭП, согласно Договору для одной Стороны, К	Длина (км)/сопротивление (Ом) участка МГЛЭП, находящаяся на балансе другой Стороны (км)		Коэффициент потерь в МГЛЭП, указанный в Договоре для другой Стороны, К	Раздел Методики, согласно которого ведется расчет потерь	Расчет потерь (формула или раздел Методики) в МГЛЭП при их отрицательной величине
			L1	R1		L2	R2			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
_____ предприятие (организация) – _____ предприятие (организация) (смежное)										
1.										
2.										
3.										
<b>Точки учета, по которым данные вводятся вручную равномерным графиком. Расчет потерь в линиях не выполняется.</b>										
_____ предприятие (организация) – _____ предприятие (организация) (смежное)										
					0,0			1,0		Расчет потерь не выполняется
					0,0			1,0		Расчет потерь не выполняется



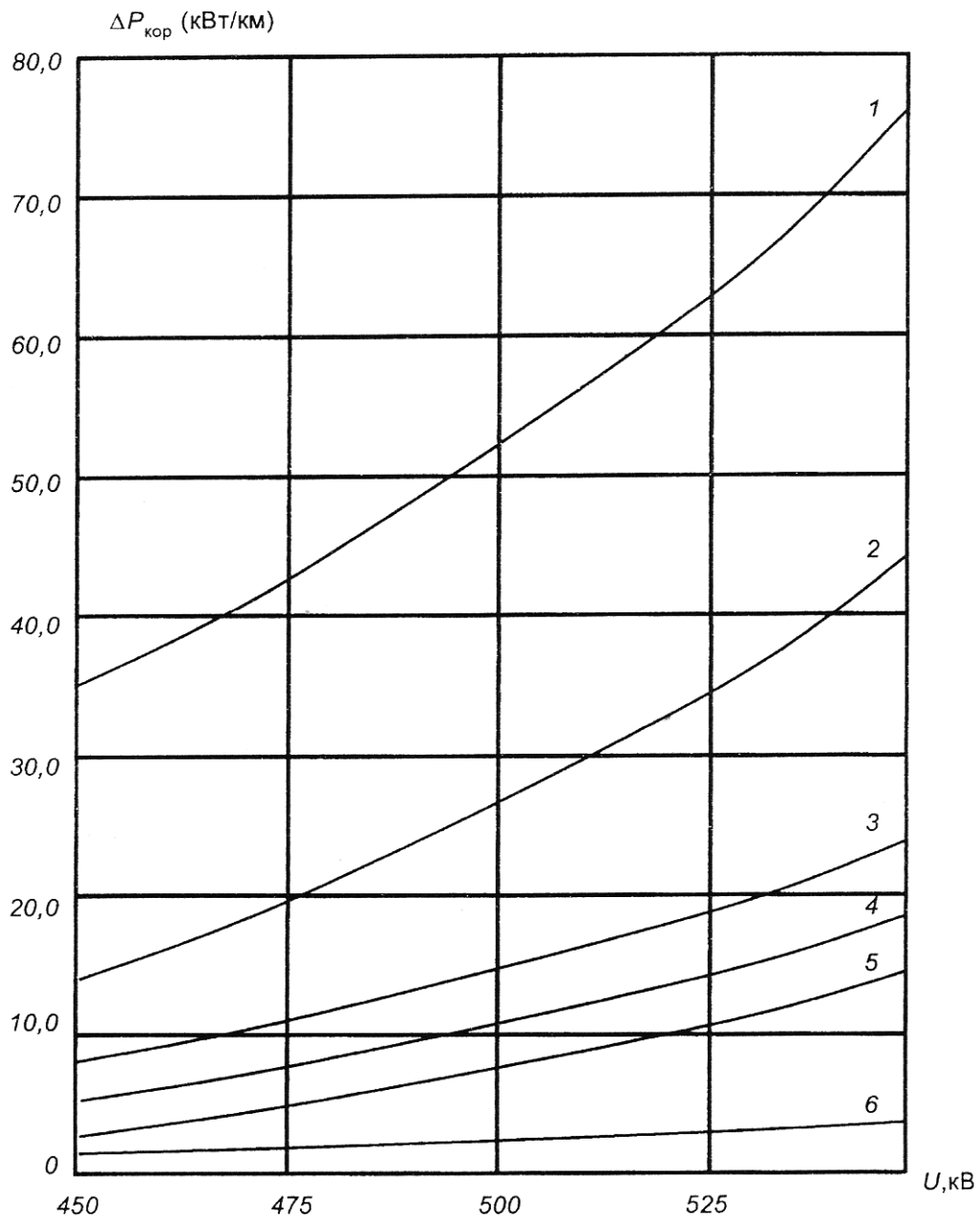
1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

Рисунок 1 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для ВЛ 750 кВ с проводом 4АС-400/93



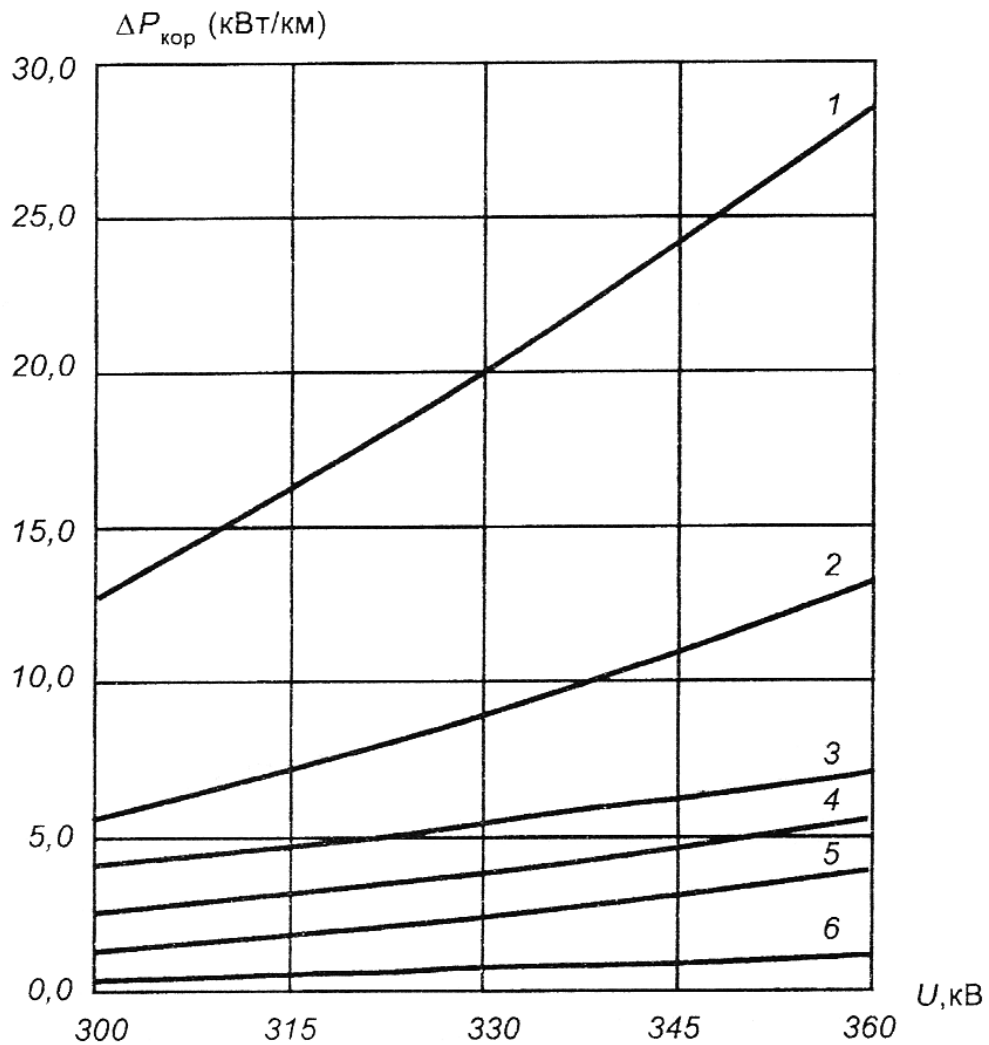
1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

Рисунок 2 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для ВЛ 750 кВ с проводом 5АС-300/39



1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

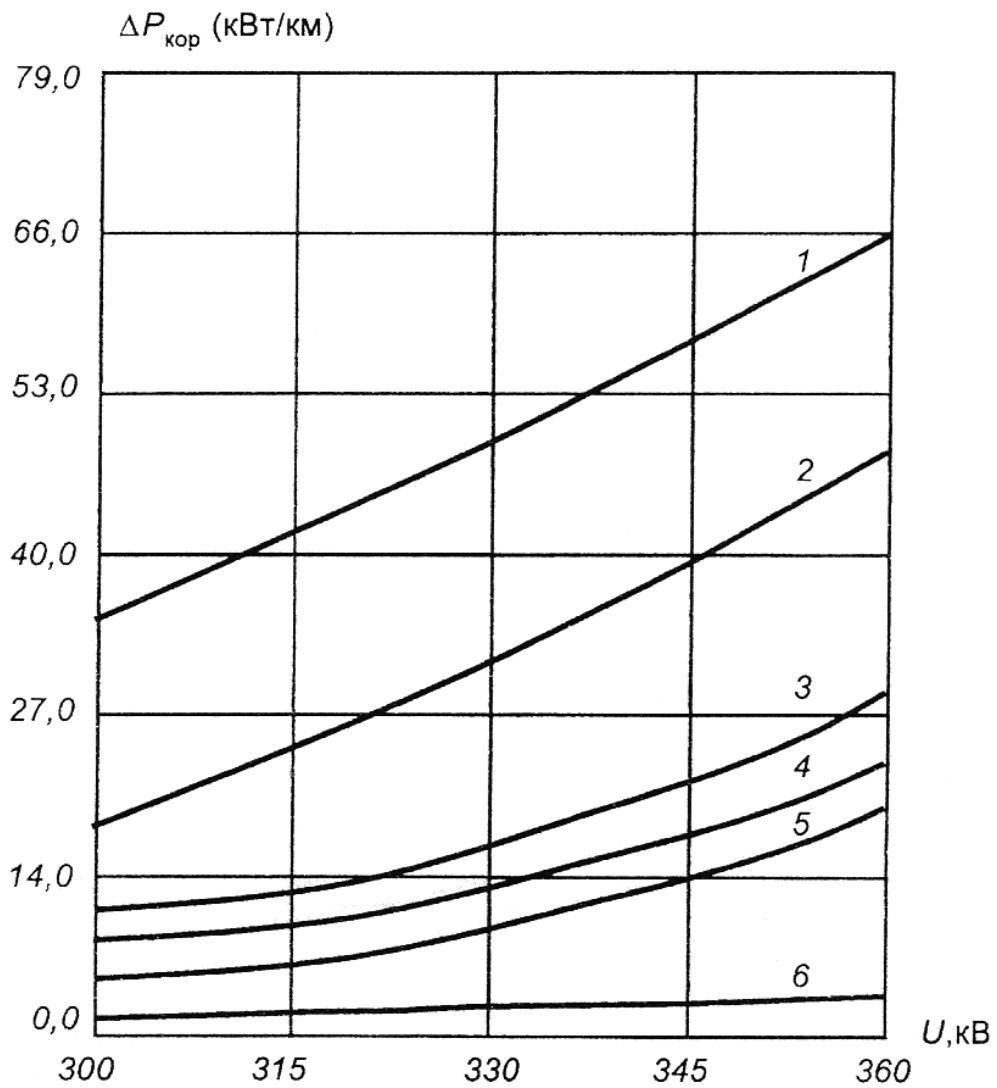
Рисунок 3 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для ВЛ 500 кВ с проводом ЗАС-330/43



1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

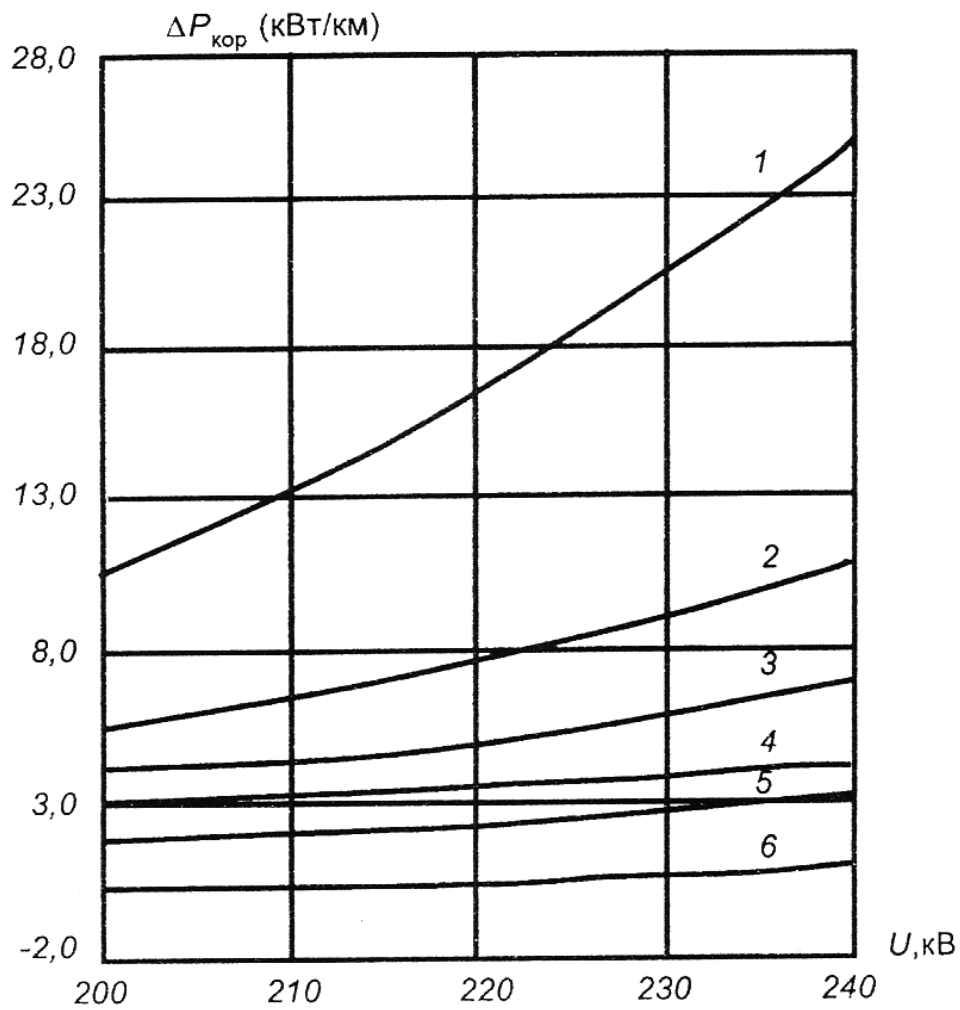
Рисунок 4 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для ВЛ 330 кВ с проводом 2АС-400/51





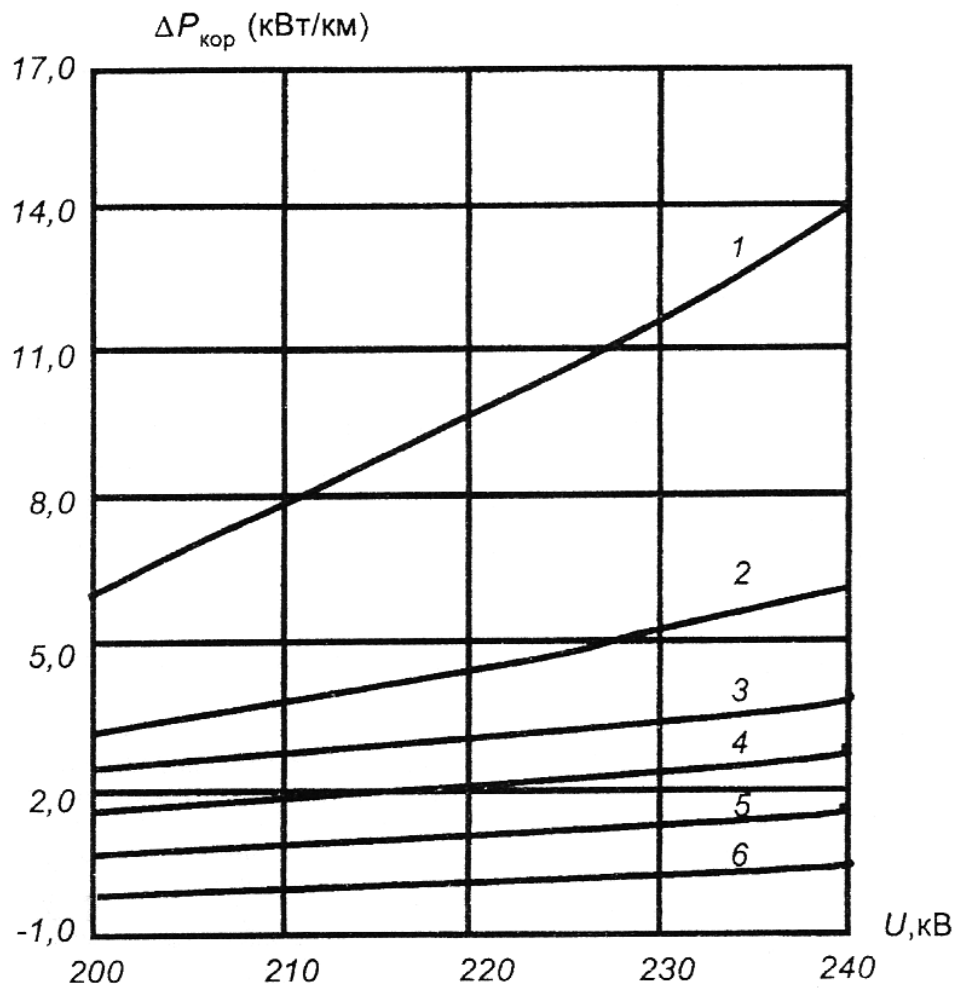
1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

Рисунок 5 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для ВЛ 330 кВ с проводом АС-500/27



1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

Рисунок 6 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для двухцепной ВЛ 220 кВ с проводом АС-400/51



1 - изморозь; 2 - дождь; 3 - туман; 4 - сухой снег;  
5 - повышенная влажность; 6 - хорошая погода

Рисунок 7 - Зависимость потерь на корону от напряжения и вида погоды для одноцепной ВЛ 220 кВ с проводом АС-400/51

