#### Порядок расчета потерь электроэнергии

#### от точек измерений до границ балансовой принадлежности

**в сечении АО «Сибурэнергоменеджмент» (СТГ) – АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (Тюменская ЭСК)**

Настоящий документ регламентирует алгоритмы расчета потерь электроэнергии от точек поставки (ГБП) до точек измерений в сечении АО «Сибурэнергоменеджмент» (СТГ) – АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (Тюменская ЭСК).

Документ устанавливает перечень точек поставки и точек измерений, между которыми возникают потери электроэнергии в элементах сети; исходные данные, необходимые для расчета этих потерь и алгоритмы их расчета.

Изложение расчетов в рамках этого приложения исходит из ниже перечисленных условий:

1. Перечень точек поставки и точек измерений указано в таблице 1.

2. Исходные данные для расчета потерь электроэнергии приведены в таблицах 1…4.

3. Расчеты выполняются для интервала времени 0,5 час для каждой точки измерений.

4. При записи числовых значений следует учитывать размерность справочных данных и результатов измерений.

Таблица 1 – Перечень точек измерений и поставки.

| №  п/п | Номер точки  поставки  на схеме | Номер точки  измерения  на схеме | Наименование точки измерений |
| --- | --- | --- | --- |
| *1* | *2* | *4* | *5* |
|  | 605 | 607 | ЗРУ-10 кВ ТСБ, 1 СШ 10 кВ, яч.2 |
| 608 | ЗРУ-10 кВ ТСБ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1 |
|  | 606 | 609 | ЗРУ-10 кВ ТСБ, 2 СШ 10 кВ, яч.20 |
| 610 | ЗРУ-10 кВ ТСБ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2 |
|  | 607 | 611 | ВРЩ №1 0,4 кВ Мегафон, ввод 0,4 кВ |
|  | 601, 602 | 601 | ПС 110 кВ Вымпел, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ №1 |
| 602 | ПС 110 кВ Вымпел, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ №2 |
|  | 612 | 622 | РУ-0,4 кВ НХТК, ввод 0,4 кВ |
|  | 610 | 620 | КТПН-6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1 |
|  | 608 | 612 | ЗРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.6 |
| 613 | ЗРУ-6 кВ ГС, ввод 6 кВ ТСН-1 |
| 616 | КРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.2 |
| 617 | КРУ-6 кВ ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-1 |
| 620 | КТПН-6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1 |
|  | 609 | 614 | ЗРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.15 |
| 615 | ЗРУ-6 кВ ГС, ввод 6 кВ ТСН-2 |
| 618 | КРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.21 |
| 619 | КРУ-6 кВ ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-2 |
|  | 613 | 623 | КТПН‐30/н 6 кВ СНТСН Голубое озеро, ввод 0,4 кВ 1Т |
|  | 614 | 624 | ЩС-0,4 кВ Базовая станция СС БС‐74595, ввод 0,4 кВ |

Таблица 2 – Исходные данные кабельных линий передачи электроэнергии для расчетов потерь от точки измерений до ГБП.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Номер точки поставки | Номер точки измерений | Наименование кабельной линии | Номин.напряжение, кВ | Тип кабеля | Количество параллельных цепей, n | Длина КЛ  от точек измерений  до ГБП  *l,* км | Удельное  сопрот. линии  r0, Ом/км | Активное  сопрот. линии  R, Ом |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* | *10* |
|  | 607 | 611 | КЛ-0,4 кВ от АВ.№10 25 А до ВРЩ Мегафон | 0,4 | ВВГнг 5x10 | 1 | 0,034 | 1,84[4] | 0,06256 |
|  | 612 | 622 | КЛ-0,4 кВ от АВ.№8 до РУ 0,4 кВ НХТК | 0,4 | АВВГ 4х150 | 1 | 0,008 | 0,206[4] | 0,001648 |
|  | 610 | 613 | отпайка на ТСН-1 на ЗРУ-6 кВ ГС | 6 | ВБШвнг (А) 3х35 | 1 | 0,015 | 0,524[4] | 0,00786 |
|  | 608 | 616, 617 | КЛ-6 кВ от КРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры | 6 | 2хЦСБнг 3х185 | 2 | 0,090 | 0,101[4] | 0,004545 |
|  | 608 | 613, 612 | КЛ-6 кВ от ЗРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры | 6 | ВБбШнг 3х120 | 1 | 0,210 | 0,153[4] | 0,03213 |
|  | 609 | 615 | отпайка на ТСН-1 на ЗРУ-6 кВ ГС | 6 | ВБШвнг (А) 3х35 | 1 | 0,015 | 0,524[4] | 0,00786 |
|  | 609 | 618, 619 | КЛ-6 кВ от КРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры | 6 | 2хЦСБнг 3х185 | 2 | 0,090 | 0,101[4] | 0,004545 |
|  | 609 | 614, 615 | КЛ-6 кВ от ЗРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры | 6 | ВБбШнг 3х120 | 1 | 0,210 | 0,153[4] | 0,03213 |
|  | 614 | 624 | ЩС-0,4 кВ Базовая станция СС БС‐74595, ввод 0,4 кВ | 0,4 | ВВГнг 5х6 | 1 | 0,020 | 3,11[4] | 0,0622 |

Таблица 3 – Исходные данные воздушных линий передачи электроэнергии для расчетов потерь от точки измерений до ГБП.

| №  п/п | Номер  точки поставки | Номер  точки измерений | Наименование воздушной линии | Номин.напряжение, кВ | Маркировка  провода | Количество параллельных цепей, n | Длина ВЛ  от точек измерений  до ГБП  *l,* км | Удельное  сопрот. линии  r020, Ом/км | Активное  сопрот. линии  R, Ом |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* | *10* |
|  | 605 | 608 | ВЛ-10 кВ В-12 | 10 | 3хАС120/19 | 1 | 8,219 | 0,2440[3] | 2,005436 |
|  | 606 | 610 | ВЛ-10 кВ В-23 | 10 | 3хАС120/19 | 1 | 8,219 | 0,2440[3] | 2,005436 |
|  | 601 | 601 | ВЛ-110 кВ от оп.2 ВЛ-110 кВ Янга-Яха-Комплект-1 до ПС 110 кВ Вымпел | 110 | АС120/19 | 1 | 0,845 | 0,2440[3] | 0,20618 |
|  | 602 | 602 | ВЛ-110 кВ от оп.2 ВЛ-110 кВ Янга-Яха-Комплект-2 до ПС 110 кВ Вымпел | 110 | АС120/19 | 1 | 0,845 | 0,2440[3] | 0,20618 |
|  | 610 | 620 | отпайка ВЛ-6 кВ от оп.6 до КТПН 6 кВ | 6 | 3АС70 | 1 | 0,063 | 0,4218[3] | 0,0265734 |
|  | 608 | 612, 613, 616, 617, 620 | ВЛ-6 кВ СГТ-1 от оп.6 до соединительной опоры | 6 | АС-150/21 | 1 | 0,787 | 0,2046[3] | 0,1610202 |
|  | 608 | 612, 613, 616, 617, 620 | ВЛ-6 кВ СГТ-1 от яч.3 ПС 110 кВ Лунная до оп.6 | 6 | АС-150/21 | 1 | 0,600 | 0,2046[3] | 0,12276 |
|  | 609 | 612, 613, 616, 617, 620 | ВЛ-6 кВ СГТ-2 от яч.4 ПС 110 кВ Лунная до соединительной опоры | 6 | АС-150/21 | 1 | 1,387 | 0,2046[3] | 0,2837802 |
|  | 613 | 623 | КТПН‐30/н 6 кВ СНТСН Голубое озеро, ввод 0,4 кВ 1Т | 6 | 3АС-70 | 1 | 0,460 | 0,4218[3] | 0,194028 |

Таблица 4 – Исходные данные для расчета потерь в силовых трансформаторах.

| №  п/п | Номер точки поставки | Номер точки измерений | Наименование трансформатора | Тип силового трансформатора | Номин. мощность Sном, кВА | Потери холост. хода  ΔPХХ, кВт | Потери коротк. замык.  ΔPКЗ, кВт. |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* |
|  | 605 | 608 | ТСН-1 | ТЛС-40/10 | 40 | 0,200[2] | 0,700[2] |
|  | 606 | 610 | ТСН-2 | ТЛС-40/10 | 40 | 0,200[2] | 0,700[2] |
|  | 610 | 620 | Т-1 | ТМ-63/6/0,4 | 63 | 0,240[6] | 1,470[6] |
|  | 608 | 617 | ТСН-1 | ТСКС-40 | 40 | 0,360[7] | 0,500[7] |
|  | 609 | 619 | ТСН-2 | ТСКС-40 | 40 | 0,360[7] | 0,500[7] |
|  | 613 | 623 | 1Т | ТМ-160/6/0,4 | 160 | 0,510[6] | 3,100[6] |

Методика расчета потерь электроэнергии в элементах.

**1. Потери электроэнергии в силовых трансформаторах**

1.1. Потери электроэнергии в силовых двухобмоточных трансформаторах рассчитываются по следующей формуле в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".



 (кВт∙ч), где

ΔРХХ.ном – величина потерь холостого хода в силовом трансформаторе за 0,5 ч. в кВт∙ч

t – временной период, равный 0,5 ч



Р – активная мощность по трансформатору, кВт

Q – реактивная мощность по трансформатору, квар

UВном. – номинальное напряжение высшей обмотки, кВ

ΔРКЗ.ном – величина потерь короткого замыкания в силовом трансформаторе за 0,5 ч. в кВт∙ч

Sном. – номинальное значение мощности в кВА

WА – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной активной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

WР – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной реактивной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

1.2. Потери электроэнергии в силовых трехобмоточных трансформаторах при равных мощностях обмоток высшего, среднего и низшего напряжений рассчитываются по следующей формуле в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".



 (кВт∙ч), где

ΔРХХ.ном – величина потерь холостого хода в силовом трансформаторе за 0,5 ч. в кВт∙ч

t – временной период, равный 0,5 ч



РВ, РС, РН – активная мощность по обмоткам трансформатора, кВт

QВ, QС,QН – реактивная мощность по обмоткам трансформатора, квар

UВном, UСном,UНном. – номинальные напряжения обмоток трансформатора, кВ

ΔРКЗ\_В-Н, ΔРКЗ\_С-Н, ΔРКЗ\_В-С – величина потерь короткого замыкания при сочетании обмоток в силовом трансформаторе за 0,5 ч. в кВт∙ч

Sном. – номинальное значение мощности в кВА

WАВ, WАС, WАН – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной активной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

WРВ, WРС, WРН, – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной реактивной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

**2. Потери электроэнергии в кабельной линии электропередачи**

Потери электроэнергии в кабельной линии электропередачи рассчитываются по следующей формуле в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".



 (кВт∙ч), где

- длина кабельной линии, км

*n* – количество параллельных цепей, шт.

*t*- временной период, равный 0,5 ч

 принимается в соответствии с Таблицей 5

Таблица 5 - Удельные потери электроэнергии в изоляции кабеля.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Сечение,  мм2 | Удельные потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс.  кВт.ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ () | | |
| 10 | 6 | 0,4 |
| 6 | - | - | 0 |
| 10 | - | - | 0 |
| 35 | - | 0,29 | - |
| 120 | - | 0,60 | - |
| 185 | - | 0,74 | - |

\*значение принято в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 (ред. от 01.02.2010 г.) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".



Р – активная мощность по КЛ, кВт

Q – реактивная мощность по КЛ, квар

Uном. – номинальное напряжение КЛ, кВ

WА – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной активной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

WР – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной реактивной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

- Удельное сопротивление линии, Ом/км

- длина кабельной линии, км

*n* – количество параллельных цепей, шт.

**3. Потери электроэнергии в воздушной линии электропередачи**

Потери электроэнергии в кабельной линии электропередачи рассчитываются по следующей формуле в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".



, где

 (кВт∙ч), где

- длина кабельной линии, км

*n* – количество параллельных цепей, шт.

*t*- временной период, равный 0,5 ч

 принимается в соответствии с Таблицей 6.

Таблица 6 - Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер региона | Удельные потери электроэнергии от токов утечки по  изоляторам ВЛ, тыс. кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ | | | |
| 6 | 10 | 35 | 110 |
| 7 | 0,16 | 0,26 | 0,55 | 0,86 |

\*значение принято в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 (ред. от 01.02.2010 г.) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

 (кВт), где

 принимается в соответствии с Таблицей 7

*FТ*– суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблице 7, мм2

*Fф*– фактическое сечение проводов фазы, мм2

- длина воздушной линии, км

*t*- временной период, равный 0,5 ч

При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблице 7 табличные значения потерь мощности умножают на отношение Fт/Fф.;

Таблица 7 - Удельные годовые потери электроэнергии на корону

|  |  |
| --- | --- |
| Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе | Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт.ч /км в год, в регионе 7 |
| 110ст-1x120 | 0,85\* |

\*значение принято в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. № 326 (ред. от 01.02.2010 г.) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 (ред. от 01.02.2010 г.) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям" потери электроэнергии на корону в ВЛ уровня напряжения ниже 110 кВ принимаются равными 0.



Р – активная мощность по ВЛ, кВт

Q – реактивная мощность по ВЛ, квар

Uном. – номинальное напряжение ВЛ, кВ

WА – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной активной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

WР – измеренное АИИС в точке измерений значение принятой или отданной реактивной электроэнергии за 30 мин. в кВт∙ч

- удельное сопротивление линии при ее температуре 20 °C, Ом/км

- длина кабельной линии, км

тета - средняя температура провода за базовый период (°C);

*n* – количество параллельных цепей, шт.

**4. Потери активной энергии в измерительных трансформаторах тока и напряжения определяются по формуле:**

 (кВт), где

t – временной период, равный 0,5 ч

n – количество комплектов ТТ (три однофазных) и ТН (три однофазных или один трехфазный)

 принимается в соответствии с Таблицей 8

Таблица 8 - Удельные потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока и напряжения

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид оборудования | Удельные потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока и напряжения, тыс. кВт.ч в год, при напряжении, кВ\* | | | | |
| 0,4 | 6 | 10 | 35 | 110 |
| Измерительные трансформаторы тока (на три фазы) | 0,05\* | 0,06 | 0,1 | 0,4 | 1,1 |
| Измерительные трансформаторы напряжения (три однофазных или один трехфазный) | - | 1,54 | 1,9 | 3,6 | 11,0 |

\*значение принято в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 (ред. от 01.02.2010 г.) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям"

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326 (ред. от 01.02.2010 г.) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям" потери электроэнергии в ТТ и ТН включают потери в счетчиках, входящих в состав измерительных комплексов.

**5. Алгоритмы расчета потерь в элементах сети от точек измерений до границ балансовой принадлежности приведены в таблице 9.**

Таблица 9 – Алгоритмы расчета потерь в элементах сети от точек измерений до ГБП.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Номер точки поставки | Номер точки  измерений | Наименование  точки измерений | Расчет |

| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 605 | 607, 608 | ЗРУ-10 кВ ТСБ, 1 СШ 10 кВ, яч.2  ЗРУ-10 кВ ТСБ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1 | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах тока 10 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах напряжения 10 кВ:  Потери в ТСН-1:  Потери в ВЛ-10 кВ В-12:  **Учетный показатель в точке поставки** **№605 в направлении прием:** |
| 2 | 606 | 609, 610 | ЗРУ-10 кВ ТСБ, 2 СШ 10 кВ, яч.20  ЗРУ-10 кВ ТСБ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2 | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах тока 10 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах напряжения 10 кВ:  Потери в ТСН-2:  Потери в ВЛ-10 кВ В-23:  **Учетный показатель в точке поставки** **№606 в направлении прием:** |
| 3 | 607 | 611 | ВРЩ №1 0,4 кВ Мегафон, ввод 0,4 кВ | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в КЛ-0,4 кВ от АВ.№10 25 А до ВРЩ Мегафон:  **Учетный показатель в точке поставки** **№607 в направлении отдача:** |
| 4 | 601, 602 | 601, 602 | ПС 110 кВ Вымпел, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ №1  ПС 110 кВ Вымпел, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ №2 | Потери в измерительных трансформаторах тока 110 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах напряжения 110 кВ:  Потери в ВЛ-110 кВ от оп.2 ВЛ-110 кВ Янга-Яха-Комплект-1 до ПС 110 кВ Вымпел:  Потери в ВЛ-110 кВ от оп.2 ВЛ-110 кВ Янга-Яха-Комплект-2 до ПС 110 кВ Вымпел:  **Учетный показатель в групповой точке поставки** **№601, 602 в направлении прием:** |
| 5 | 612 | 622 | РУ-0,4 кВ НХТК, ввод 0,4 кВ | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в КЛ-0,4 кВ от АВ.№8 до РУ 0,4 кВ НХТК:  **Учетный показатель в точке поставки** **№612 в направлении отдача:** |
| 6 | 610 | 620 | КТПН-6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1 | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в Т-1:  Потери в отпайке ВЛ-6 кВ от оп.6 до КТПН 6 кВ:  **Учетный показатель в точке поставки** **№610 в направлении отдача:** |
| 7 | 608 | 612, 613, 616, 617, 620 | ЗРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.6  ЗРУ-6 кВ ГС, ввод 6 кВ ТСН-1  КРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.2  КРУ-6 кВ ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-1  КТПН-6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1 | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах тока 6 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах напряжения 6 кВ:  Потери в Т-1:  Потери в отпайке ВЛ-6 кВ от оп.6 до КТПН 6 кВ:  Потери в ТСН-1:  Потери в отпайке на ТСН-1 на ЗРУ-6 кВ ГС:  Потери в КЛ-6 кВ от КРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры:  Потери в КЛ-6 кВ от ЗРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры:  Потери в ВЛ-6 кВ СГТ-1 от оп.6 до соединительной опоры:  Потери в ВЛ-6 кВ СГТ-1 от яч.3 ПС 110 кВ Лунная до оп.6:  +  **Учетный показатель в точке поставки** **№608 в направлении прием:** |
| 8 | 609 | 614, 615, 618, 619 | ЗРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.15  ЗРУ-6 кВ ГС, ввод 6 кВ ТСН-2  КРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.21  КРУ-6 кВ ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-2 | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах тока 6 кВ:  Потери в измерительных трансформаторах напряжения 6 кВ:  Потери в ТСН-2:  Потери в отпайке на ТСН-2 на ЗРУ-6 кВ ГС:  Потери в КЛ-6 кВ от КРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры:  Потери в КЛ-6 кВ от ЗРУ-6 кВ ГС до соединительной опоры:  Потери в ВЛ-6 кВ СГТ-2 от яч.4 ПС 110 кВ Лунная до соединительной опоры:  +  **Учетный показатель в точке поставки** **№609 в направлении прием:** |
| 9 | 614 | 624 | ЩС-0,4 кВ Базовая станция СС БС‐74595, ввод 0,4 кВ | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в КЛ-0,4 кВ от АВ.№3 в сторону ЩС-0,4 кВ Базовая станция:  **Учетный показатель в точке поставки** **№624 в направлении отдача:** |
| 10 | 613 | 623 | КТПН‐30/н 6 кВ СНТСН Голубое озеро, ввод 0,4 кВ 1Т | Потери в измерительных трансформаторах тока 0,4 кВ:  Потери в 1Т:  Потери в отпайке от ВЛ-10 кВ в сторону КТПН‐30/н 6 кВ СНТСН Голубое озеро:  0,0042  **Учетный показатель в точке поставки** **№613 в направлении отдача:** |

**Список литературы**

1. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях (Утв. приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326).

2. **1ГГ.670 121.008 РЭ** Трансформаторы серии ТЛС. Руководство по эксплуатации

3. **ГОСТ 839-80.** Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия.

4. **ГОСТ 22483-2012**. Жилы токопроводящие для кабелей, проводов и шнуров.

5. Техническое описание завода-изготовителя ОАО «МЭТЗ ИМ. В. И. КОЗЛОВА».

6. **ГОСТ 12022-76.** Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения мощностью от 25 до 630 кВА на напряжение до 35 кВ включительно. Технические условия.

7. Техническое описание производителя оборудования ЗАО «ЗВО».