

**ПОРЯДОК РАСЧЕТА ВЕЛИЧИНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕЕ ПЕРЕДАЧУ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ  
СЕТЯМ, УЧИТЫВАЕМОЙ ПРИ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТАХ ЗА  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ МЕЖДУ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ  
И ПОТРЕБИТЕЛЕМ (АБОНЕНТОМ)**

**ПАРАДАК РАЗЛІКУ ВЕЛІЧЫНІ ТЭХНАЛАГІЧНАГА РАСХОДУ ЭЛЕКТРЫЧНАЙ  
ЭНЕРГІІ НА ЯЕ ПЕРАДАЧУ ПА ЭЛЕКТРЫЧНЫХ СЕТКАХ, УЛІЧВАЕМАЙ ПРЫ  
ФІНАНСАВЫХ РАЗЛІКАХ ЗА ЭЛЕКТРАЭНЕРГІЮ ПАМІЖ  
ЭНЕРГАЗАБЕСПЯЧЭНСКАЙ АРГАНІЗАЦЫЯЙ І СПАЖЫЎЦОМ (АБАНЕНТАМ)**

Введено в действие постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 1 марта 2021 г. № 14.

Дата введения 2021-06-01

Раздел 2. Исключить ссылку на «ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования»;

заменить ссылки:

«СТБ ГОСТ Р 52320-2007 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть II. Счетчики электрической энергии» на «ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

«ГОСТ 12.1.009-76 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения» на «ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения»;

«ГОСТ 30331.1-95 Электроустановки зданий. Основные положения» на «ГОСТ 30331.1-2013 (IEC 60364-1:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения»;

примечание изложить в новой редакции:

«Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ссылочных документов на официальном сайте Национального фонда технических нормативных правовых актов в глобальной компьютерной сети Интернет.

Если ссылочные документы заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться действующими взамен документами. Если ссылочные документы отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.».

Пункт 3.1. Абзац второй изложить в новой редакции:

«В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные в СТБ 2096, ГОСТ 31818.11, ГОСТ 12.1.009, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 16504, ГОСТ 18311, ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, ГОСТ 27744, ГОСТ 30331.1, [1], [2] а также следующие термины с соответствующими определениями:».

Подпункт 3.1.10 дополнить примечанием:

«Примечание – При расчетах потерь электроэнергии в низковольтных линиях допускается использование значений номинального напряжения 0,4 и 0,23 кВ».

Подпункты 3.1.16, 3.1.18 и 3.1.23 исключить.

Подпункт 3.1.22. Ссылку на «[1]» исключить.

Раздел 5. Таблица 5.1:



пункты 9 и 10. Графа «Возможные источники информации». Пункт 4) изложить в новой редакции:

«4) Результаты расчетов по данным пунктов 1)–3)»;

пункт 24 изложить в новой редакции:

|                                                                                           |   |                 |                                                                                                                       |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|---|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| «24 Длительность электрических режимов при схеме электроснабжения, отличной от нормальной | ч | $T_{\text{нн}}$ | 1) Определяется на основании сведений, представляемых абонентом в ЭСО, согласно приложению В<br>2) Оперативный журнал | —»; |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|---|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|

дополнить таблицу пунктом 25:

|                                  |    |       |                                                                                            |     |
|----------------------------------|----|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| «25 Активное сопротивление линии | Ом | $R_l$ | Паспортные данные, результаты испытаний или результаты расчетов по данным пунктов 19), 20) | —». |
|----------------------------------|----|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----|

Подпункт 6.2.1.3 дополнить примечанием:

«Примечание – Активное сопротивление линии  $R_l$  при отсутствии паспортных данных или результатов испытаний определяется как произведение соответствующего справочного значения удельного активного сопротивления линии  $r_0$  на длину линии  $L_l$ :

$$R_l = r_0 \cdot L_l \text{ »}.$$

Подпункт 6.2.1.5 изложить в новой редакции:

«6.2.1.5 Для однофазной линии номинального напряжения 0,22 кВ потери реактивной ЭЭ принимаются равными 0, а потери активной ЭЭ определяются следующим образом:

$$\Delta \tilde{W}_a = \frac{W_{dl}^2}{\cos^2 \varphi \cdot U_{\text{нл}}^2 \cdot T} \cdot R_l \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где  $\cos \varphi = 0,995$ ;  $U_{\text{нл}} = 0,22$  кВ, а активное сопротивление однофазной линии (участка однофазной линии)  $R_l$  определяется как сумма сопротивлений фазного и нулевого проводов:

$$R_l = R_\phi + R_0 \text{ »} \quad (13)$$

Подпункт 6.2.1.12 изложить в новой редакции:

«6.2.1.12 Если в течение расчетного периода происходили изменения схемы по отношению к нормальной схеме, приводящие к существенным изменениям энергораспределения в участке сети, для которого ТРЭТ рассчитывается в соответствии с 6.2.1.10 либо через определение эквивалентных сопротивлений групп линий, то нагрузочные потери ЭЭ в данном участке сети за данный расчетный период умножаются на повышающий коэффициент  $k_{\text{нн}}$ , который определяется по формуле

$$k_{\text{нн}} = 1 + 0,7 \cdot \frac{T_{\text{нн}}}{T}, \quad (21)$$

где  $T_{\text{нн}}$  – длительность электрических режимов при схеме электроснабжения, отличной от нормальной, ч.».

Формулу (24) изложить в новой редакции:

$$T_a^{act} = T \cdot \frac{W_a^{act}}{W_a^{act} + W_a} \quad (24)».$$

Раздел 8 дополнить примечанием:

«Примечание – Допускается принимать равными за расчетный период потоки ЭЭ через линии, отходящие от одной шины или секции шин, когда линии не оснащены средствами учета ЭЭ, при расчетах потерь ЭЭ от транзитных перетоков и (или) потерь ЭЭ, относящихся на субабонентов».

Приложение А. Пункт А.7 Пример 7 изложить в новой редакции:

«А.7 Пример 7

А.7.1 От электрических сетей ЭСО транзитом через электрические сети предприятия (абонента ЭСО) получают питание два абонента ЭСО. Требуется рассчитать активную составляющую ТРЭТ от транзитных перетоков.

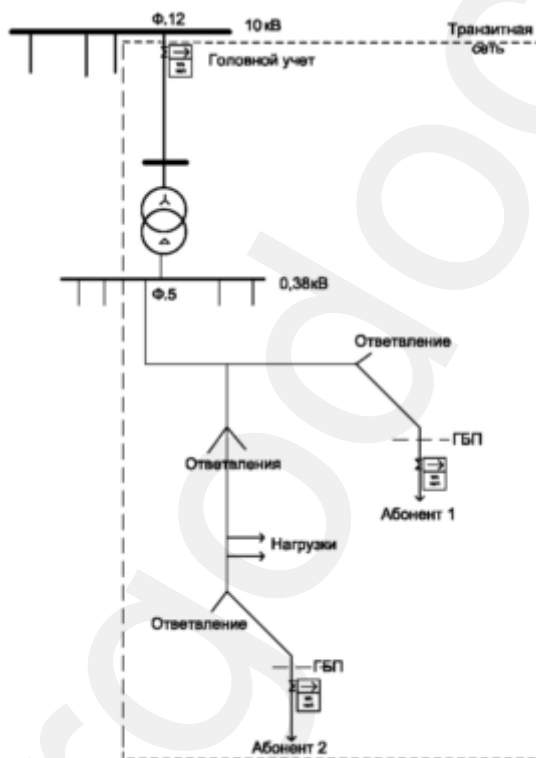


Рисунок А.12 – Расчетная схема

А.7.2 Пример Порядка расчета ТРЭТ от транзитных перетоков для взаиморасчетов между ЭСО и абонентом

ОБРАЗЕЦ

Приложение № \_\_\_\_  
к договору № \_\_\_\_  
от \_\_\_\_ 20\_\_ г.

Порядок расчета  
технологического расхода электроэнергии от транзитных перетоков  
(ТКП 460-2017 (33240))

Таблица А.41 – Исходные данные

| Параметры                       | Единица измерения | Обозначение       |
|---------------------------------|-------------------|-------------------|
| Число часов в расчетном периоде | ч                 | $T$               |
| Данные учета ЭЭ по КЛ 10 кВ     |                   |                   |
| Потребление активной ЭЭ         | кВт·ч             | $W_a$             |
| Данные учета ЭЭ по абоненту 1   |                   |                   |
| Потребление активной ЭЭ         | кВт·ч             | $W_a^{a\delta 1}$ |
| Данные учета ЭЭ по абоненту 2   |                   |                   |
| Потребление активной ЭЭ         | кВт·ч             | $W_a^{a\delta 2}$ |

#### А.7.2.1 Порядок расчета

1) Расчет ТРЭТ в ТЭС и выделение доли ТРЭТ от транзитных перетоков, относящихся на абонентов 1 и 2.

2) Краткое описание ТЭС: ТЭС включает в себя воздушную линию и двухобмоточный трансформатор номинальным напряжением 10 кВ и сеть 0,38 кВ со сложной топологией.

3) Поступление активной ЭЭ в транзитную сеть определяется по данным учета на головном участке фидера 12.

4) Потери в трехфазных группах ТТ и ТН 10 кВ абоненту энергоснабжающей организацией в данном случае не предъявляются и счетчик их не учитывает, соответственно в активную составляющую ТРЭТ в ТЭС они не входят.

5) Постоянные технические потери в воздушных линиях 10 кВ и в линиях 0,38 кВ равны 0 (нулю). При необходимости учета постоянные технические потери (потери в стали) активной ЭЭ в трансформаторе (по таблице Б.4), кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a^{TP} = T \cdot \Delta P_{ст}. \quad (A.106)$$

Если нет необходимости их учитывать в дальнейших расчетах, они принимаются равными 0 (нулю).

6) Для ТЭС со сложной топологией допускается проводить упрощенный расчет переменных потерь ЭЭ по следующей формуле:

$$\Delta \tilde{W}_a = k \cdot W_a, \quad (A.107)$$

где  $k$  выбирается из таблицы 8.2.

При этом если в частях ТЭС с разными номинальными напряжениями отношение нагрузок абонентов к суммарной нагрузке ТЭС разное – сеть необходимо разделить на участки в соответствии с количеством номинальных напряжений. При этом для каждого участка используется свое значение коэффициента  $k$ . Для случаев с одинаковым отношением нагрузок абонентов к суммарной нагрузке ТЭС можно не делить сеть на участки и использовать один коэффициент.

7) Активная составляющая ТРЭТ в ТЭС, кВт·ч:

$$\Delta W_a = \Delta \bar{W}_a + \Delta \tilde{W}_a. \quad (A.108)$$

8) Активная составляющая ТРЭТ от транзитных перетоков в ТЭС, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{TP} = \Delta W_a \cdot \frac{W_a^{a\delta 1} + W_a^{a\delta 2}}{W_a}. \quad (A.109)$$

9) Часть ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{ab1} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{ab1}}{W_a^{ab1} + W_a^{ab2}}. \quad (\text{A.110})$$

10) Часть ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{ab2} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{ab2}}{W_a^{ab1} + W_a^{ab2}}. \quad (\text{A.111})$$

#### А.7.2.2 Представление результатов расчета

Таблица А.42

Расчетный месяц: октябрь \_\_\_\_\_ года

| Параметры                                                                          | Единица измерения | Обозначение        |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------------|
| Активная составляющая ТРЭТ от транзитных перетоков                                 | кВт·ч             | $\Delta W_a^{TP}$  |
| Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1 | кВт·ч             | $\Delta W_a^{ab1}$ |
| Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2 | кВт·ч             | $\Delta W_a^{ab2}$ |

#### А.7.2.3 Пример расчета с подстановкой числовых значений

Таблица А.43 – Исходные данные

| Параметры                       | Единица измерения | Значение |
|---------------------------------|-------------------|----------|
| Число часов в расчетном периоде | ч                 | 744      |
| Данные учета ЭЭ по КЛ 10 кВ     |                   |          |
| Потребление активной ЭЭ         | кВт·ч             | 100 000  |
| Данные учета ЭЭ по абоненту 1   |                   |          |
| Потребление активной ЭЭ         | кВт·ч             | 2000     |
| Данные учета ЭЭ по абоненту 2   |                   |          |
| Потребление активной ЭЭ         | кВт·ч             | 1500     |

1) Расчет ТРЭТ в ТЭС и выделение доли ТРЭТ от транзитных перетоков, относящихся на абонентов 1 и 2.

2) Краткое описание ТЭС: ТЭС включает в себя воздушную линию и двухобмоточный трансформатор номинальным напряжением 10 кВ и сеть 0,38 кВ со сложной топологией.

3) Поступление активной ЭЭ в транзитную сеть определяется по данным учета на головном участке фидера 12, кВт·ч:

$$W_a^{10} = W_a = 100000.$$

4) Потери в трехфазных группах ТТ и ТН 10 кВ абоненту энергоснабжающей организацией в данном случае не предъявляются и счетчик их не учитывает, соответственно в активную составляющую ТРЭТ в ТЭС они не входят.

5) Постоянные технические потери в воздушных линиях 10 кВ и в линиях 0,38 кВ равны 0 (нулю). При необходимости учета постоянные технические потери (потери в стали) активной ЭЭ в трансформаторе (по таблице Б.4), кВт·ч:

$$\Delta \bar{W}_a = T \cdot \Delta P_{xx}.$$

Если нет необходимости их учитывать в дальнейших расчетах, они принимаются равными 0 (нулю).

6) Для ТЭС со сложной топологией допускается проводить упрощенный расчет переменных потерь электрической энергии по следующей формуле:

$$\Delta \tilde{W}_a = k \cdot W_a,$$

где  $k$  выбирается из таблицы 8.2.

Так как в частях ТЭС с разными номинальными напряжениями отношение нагрузок абонентов к суммарной нагрузке ТЭС разное, сеть необходимо разделить на два участка в соответствии с количеством номинальных напряжений. При этом для участка с номинальным напряжением 10 кВ принимаем коэффициент  $k_{10} = 0,01$ , для участка с номинальным напряжением 0,38 кВ принимаем коэффициент  $k_{0,4} = 0,03$ . Если бы на стороне 0,38 кВ трансформатора был подключен только один фидер – сеть можно было бы не делить на участки и использовать один коэффициент  $k = 0,025$ .

Переменные потери активной ЭЭ для участка ТЭС с номинальным напряжением 10 кВ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{10} = k_{10} \cdot W_a^{10} = 0,01 \cdot 100000 = 1000.$$

Суммарное потребление электроэнергии из части ТЭС напряжением 0,38 кВ определяется приближенно, исходя из условия, что потребляемая электроэнергия распределяется между фидерами 0,38 кВ одинаково. При количестве фидеров 0,38 кВ  $n_{0,4} = 5$  она в пять раз меньше, чем поступление в сеть 10 кВ, кВт·ч:

$$W_a^{0,4} = W_a^{10} / n_{0,4} = 100000 / 5 = 20000.$$

Переменные потери активной ЭЭ для участка ТЭС с номинальным напряжением 0,38 кВ, кВт·ч:

$$\Delta \tilde{W}_a^{0,4} = k_{0,4} \cdot W_a^{0,4} = 0,03 \cdot 20000 = 600.$$

7) ТРЭТ (активная составляющая) на участке ТЭС с номинальным напряжением 10 кВ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{10} = \Delta \bar{W}_a^{10} + \Delta \tilde{W}_a^{10} = 0 + 1000 = 1000.$$

ТРЭТ (активная составляющая) на участке ТЭС с номинальным напряжением 0,38 кВ, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{0,4} = \Delta \bar{W}_a^{0,4} + \Delta \tilde{W}_a^{0,4} = 0 + 600 = 600.$$

8) ТРЭТ (активная составляющая) от транзитных перетоков в ТЭС, кВт·ч:

а) на участке 10 кВ:

$$\Delta W_a^{TP10} = \Delta W_a^{10} \cdot \frac{W_a^{аб1} + W_a^{аб2}}{W_a^{10}} = 1000 \cdot \frac{2000 + 1500}{100000} = 35;$$

б) на участке 0,38 кВ:

$$\Delta W_a^{TP0,4} = \Delta W_a^{0,4} \cdot \frac{W_a^{аб1} + W_a^{аб2}}{W_a^{0,4}} = 600 \cdot \frac{2000 + 1500}{20000} = 105;$$

в) суммарные по ТЭС:

$$\Delta W_a^{TP} = \Delta W_a^{TP10} + \Delta W_a^{TP0,4} = 35 + 105 = 140.$$

9) Доля ТРЭТ (активная составляющая) от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{аб1} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{аб1}}{W_a^{аб1} + W_a^{аб2}} = 140 \cdot \frac{2000}{2000 + 1500} = 80.$$

10) Доля ТРЭТ (активная составляющая) от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2, кВт·ч:

$$\Delta W_a^{аб2} = \Delta W_a^{TP} \cdot \frac{W_a^{аб2}}{W_a^{аб1} + W_a^{аб2}} = 140 \cdot \frac{1500}{2000 + 1500} = 60.$$

Таблица А.44

Расчетный месяц: октябрь \_\_\_\_\_ года

| Параметры                                                                          | Единица измерения | Значение |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|----------|
| Активная составляющая ТРЭТ от транзитных перетоков                                 | кВт·ч             | 140      |
| Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 1 | кВт·ч             | 80       |
| Доля активной составляющей ТРЭТ от транзитных перетоков, относящаяся на абонента 2 | кВт·ч             | 60».     |

Технический кодекс дополнить приложением В:

**Сведения  
о длительности электрических режимов при схеме электроснабжения, отличной  
от нормальной в течение расчетного периода\***

1. Потребитель (наименование юридического лица, фамилия, собственное имя и отчество (если таковое имеется) индивидуального предпринимателя) \_\_\_\_\_
2. Договор электроснабжения № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.
3. Расчетный период: \_\_\_\_\_
4. \_\_\_\_\_

| №<br>п/п | Наименование<br>объекта<br>электроснабжения | Наименование<br>отклонения<br>от нормальной<br>схемы | Дата, время<br>отклонения<br>от нормальной<br>схемы | Планируемые<br>дата и время<br>устранения<br>отклонения<br>от нормальной<br>схемы | Фактические<br>дата и время<br>восстановления<br>нормальной<br>схемы | Длительность<br>электрических<br>режимов при<br>схеме, отличной<br>от нормальной<br>( $T_{ни}$ ), ч |
|----------|---------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
|          |                                             |                                                      |                                                     |                                                                                   |                                                                      |                                                                                                     |
|          |                                             |                                                      |                                                     |                                                                                   |                                                                      |                                                                                                     |

Руководитель предприятия  
(организации)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, собственное имя,  
отчество (если таковое имеется))

Главный энергетик предприятия  
(организации)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, собственное имя,  
отчество (если таковое имеется))

Представитель  
энергоснабжающей организации

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, собственное имя,  
отчество (если таковое имеется))

\* Форма заполняется и представляется абонентом в ЭСО в случаях возникновения электрических режимов при схеме электроснабжения, отличной от нормальной, и несовпадения точек раздела балансовой принадлежности электрических сетей и измерения электрической энергии и расчета ТРЭТ. Форма представляется абонентом в ЭСО вместе с письменным подтверждением показаний средств расчетного учета.»

Структурный элемент «Библиография». Ссылки [1] и [2] изложить в новой редакции:

«[1] Правила электроснабжения

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394;

[2] СН 4.04.01-2019 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий»;

ссылки [3], [4], [5], [6], [7] исключить.