

УДК 338.001.36+621.311

Технико-экономическое нормирование потерь электроэнергии в воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше

А.А. Геркусов¹, В.М. Макаров²

¹ СПб-Балтийская дистанция электроснабжения Октябрьской ж/д (ЭЧ-4),

г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

² ФГАОУВО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого»,

г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

E-mail: gerkusov_alex@mail.ru; vmmak51@mail.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: Разработка методов расчета, анализа и нормирования потерь электроэнергии при эксплуатации высоковольтных линий электропередачи, а также выбора экономически обоснованных путей их снижения ведется уже более 40 лет. Но до настоящего времени методология определения нормативов потерь не установлена. Не определены даже принципы нормирования. Научные разработки и публикации в этой области характеризуются широким разбросом мнений. Нормирование потерь на регулируемый период в настоящее время определяется приказом Минпромэнерго РФ от 30.12. 2008 г, на основе расчета технологических потерь электроэнергии в базовом периоде и прогноза на будущий. Полученные нормативы не мотивируют ни потребителей, ни электроснабжающие организации к сокращению потерь. Однако такое стимулирование необходимо в силу естественной монопольности энергоснабжения.

Материалы и методы: Разработка методики нормирования потерь электроэнергии основана на построении и оптимизации экономико-математической модели воздушной ЛЭП, связывающей технические параметры и потери при работе линии с экономическими показателями. С использованием современных экономических критериев оптимизации исследованы многообразные технические потери электроэнергии в воздушных линиях электропередач. Использованы методы экономико-математического моделирования, современного экономического анализа, а также некоторые существующие нормативы и результаты мониторинга эксплуатации ЛЭП различных классов напряжений.

Результаты: Разработана экономико-математическая модель, связывающая экономические характеристики, технические параметры и технологические потери на ЛЭП любого класса напряжения и назначения. В качестве критерия оптимальности использован показатель удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч электроэнергии. Проведена оптимизация суммарных относительных потерь электроэнергии по данному критерию и определен ток в линии, соответствующий минимальным затратам. В целях мотивации энергоснабжающих организаций и промышленных предприятий к энергосбережению и сокращению потерь разработана оригинальная методика, предлагающая в качестве норматива технических потерь электроэнергии использовать их значения, соответствующие току в линии, обеспечивающему минимум дисконтированных затрат.

Выводы: Предлагаемая методика нормирования потерь проходит экспериментальную проверку в Краснопереконском отделении энергосбыта ОАО «Крымэнерго» и на Краснопереконском заводе «Сода» республики Крым. Есть данные о снижении потерь, что впоследствии позволит снизить тарифы на электроэнергию для потребителей. Модель и методики представляют значительный интерес для специалистов по расчету и нормированию потерь электроэнергии, а также для студентов и аспирантов энергетических специальностей университетов.

Ключевые слова: линия электропередачи, технические потери электроэнергии, экономико-математическая модель, относительные дисконтированные затраты, ток минимальных затрат, норматив потерь электроэнергии.

Technical and economic regulation of electricity losses in ≥ 110 kV overhead transmission lines

A.A. Gerkusov¹, V.M. Makarov²

¹ St. Petersburg-Baltic power supply distance of the October railway (ECH-4), Saint-Petersburg, Russian Federation

² «Saint-Petersburg State Polytechnical University», Saint-Petersburg, Russian Federation

E-mail: gerkusov_alex@mail.ru, vmmak51@mail.ru

Abstract

Background: Scientists began to develop methods of calculation, analysis and rating of energy losses transmitted over high-voltage power lines (HVTL), and selection of economically feasible ways to reduce them more than 40 years ago. But there is still no technique for setting the norms of losses. Even the norm-setting principles are not defined. And there is a wide range of opinions in scientific developments and publications in this area. Energy loss standards in the regulated period are now determined by the order of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation of December 30, 2008 based on calculating technological losses of electricity in the base period and the forecast for the future. The resulting standards do not motivate consumers and electricity supply companies to reduce their losses. However, such stimulation is necessary because of the naturally monopolized energy supply.

Materials and methods: The development of a technique of setting electric power loss standards is based on construction and optimization of the economic and mathematical model of overhead transmission lines, connecting the technical parameters and losses with economic indicators. Modern economic optimization criteria are used to study different technical losses of electricity in overhead power lines. We used the methods of economic and mathematical modeling, modern economic analysis, as well as some of the existing regulations and the results of monitoring the operation of different voltage power lines.

Results: We have developed an economic and mathematical model linking economic characteristics, technical parameters and technological losses in transmission lines of any voltage class and destination. As the optimality criterion we used specific discounted cost indicator for the transmission of 1 kWh of electricity. This criterion was used to optimize the total relative losses of electric power and to determine the current corresponding to the minimum cost. In order to motivate power supplying organizations and industrial enterprises to save power and reduce losses, we have developed an original method of using values of technical losses corresponding to the minimum discounted costs as a standard of technical losses of electricity.

Conclusions: The proposed method of setting the standards of losses was pilot-tested at Krasnoperekopsk energy sale office of OAO «Krymenergo» and at Krasnoperekopsky plant «Soda», Republic of Crimea. There is information about loss reduction, which will subsequently reduce electricity rates for consumers. The model and method are of great interest to specialists who calculate and set the standards of energy losses as well as for undergraduate and graduate students of power engineering universities.

Key words: power line, technical losses of electricity, economic and mathematical model, relative discounted costs, minimum cost current, electricity loss standards.

DOI: 10.17588/2072-2672.2016.4.049-056

Введение. Одним из основных элементов электроэнергетических систем и систем электроснабжения народно-хозяйственных объектов являются воздушные и кабельные линии электропередачи, обеспечивающие транспорт электроэнергии от источников мощности до потребителей. Наибольший удельный вес в структуре электрических сетей имеют сети напряжением 110 кВ и ниже. Однако все чаще функции распределительных сетей выполняют линии 220 и даже 330 кВ, что связано с ростом электрических нагрузок и межсистемных перетоков мощности [1].

Потери электроэнергии в сетях – один из важнейших показателей работы электросетевого предприятия. Они отражают техническое состояние и качество эксплуатации электрических сетей, уровень морального и технического старения, совершенство систем сбора и учета информации, другими словами – эффективность всей деятельности предприятия, а также прямо влияют на его экономику. Уменьшение потерь электроэнергии в сетях различного назначения¹ является одним из основных направлений реализации энергосберегающей политики в стране и в мире [2, 3, 4].

В стоимость услуг по передаче и распределению электроэнергии входит и стоимостная оценка ее потерь. При установлении тарифа региональные энергетические комиссии анализируют обоснованность потерь, включаемых в тариф. Очевидно, что учет в тарифе фактических потерь в полном объеме не будет стимулировать сетевые компании и потребителей к

их снижению, хотя резервы для снижения потерь всегда имеются. В этих условиях возникает задача определения рационального уровня потерь, который должен быть включен в тариф, или норматива потерь.

Согласно [2], под *нормативом потерь* N понимают приемлемый по экономическим критериям уровень потерь, определяемый на основе расчета фактических потерь и анализа возможности снижения каждой составляющей их структуры, представляющий собой отношение абсолютных фактических потерь к объему переданной и расходуемой электроэнергии, как в общей сумме $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}$, так и по составляющим потерь².

Сверхнормативные потери являются убытком сетевой компании и должны компенсироваться из ее собственной прибыли. Нормирование потерь электроэнергии должно служить организационным инструментом мотивации энерго-снабжающих организаций к их снижению с конечной целью снижения темпов роста тарифов на электроэнергию. Такое стимулирование необходимо в силу того, что передача и распределение электроэнергии относятся к сферам естественной монополии и, как следствие, там невозможно задействовать рыночные механизмы для снижения затрат, потерь³ и тарифов [2, 5].

Тем не менее до настоящего времени методология определения нормативов потерь

¹ Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование: учеб. пособие / Ю.С. Железко, Ю.В. Шаров, Г.К. Зарудский и др. – М.: ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007; Максимов Б.К., Молоднюк В.В. Основы формирования тарифов на электрическую энергию на рынках России: учеб. пособие. – М.: Изд-во МЭИ, 1998.

² Максимов Б.К., Молоднюк В.В. Основы формирования тарифов на электрическую энергию на рынках России: учеб. пособие. – М.: Изд-во МЭИ, 1998; Железко Ю.С. Потери электроэнергии: реактивная мощность и качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ «ЭНАС», 2009.

³ Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование: учеб. пособие / Ю.С. Железко, Ю.В. Шаров, Г.К. Зарудский и др. – М.: ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007.

электроэнергии в сетях ее передачи не сформирована. Не определены до конца даже принципы нормирования. Практика нормирования постоянно сталкивается с недостоверностью сведений о нагрузках и потерях, особенно в распределительных сетях напряжением 6–20 кВ. В результате общепринятые расчетные методы нормирования потерь дают значительные погрешности и искажения. Таким образом, проблема обоснования нормативов потерь является актуальной. Мнения ученых и практиков о подходе к нормированию лежат в очень широком диапазоне: от желания иметь твердый норматив в виде процента потерь до установления уровня «нормальных потерь» с помощью постоянно проводимых расчетов по схемам сетей с использованием соответствующего программного обеспечения [2, 6].

Норматив потерь на регулируемый период определяется в настоящее время приказом Минпромэнерго РФ от 30.12.2008 г., на основе расчета фактических технологических потерь энергии в базовом году (отчетном, предшествующем году расчета) и прогноза на регулируемый год (следующий за годом расчета) по показателям баланса энергии по формуле⁴

$$N_{\text{НТПЭр}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭр}}}{W_{\text{Оср}}} 100\%, \quad (1)$$

где $\Delta W_{\text{ТПЭр}}$ – абсолютные технологические потери электроэнергии на регулируемый период:

$$\Delta W_{\text{ТПЭр}} = \Delta W_{\text{упр}} + \Delta W_{\text{нр}} + \Delta W_{\text{погр.р}}, \quad (2)$$

$\Delta W_{\text{упр}}$ – условно-постоянные потери на регулируемый период (потери на корону, в линейной изоляции ЛЭП, на плавку гололеда); $\Delta W_{\text{нр}}$ – нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период; $\Delta W_{\text{погр.р}}$ – потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии на регулируемый период; $W_{\text{Оср}}$ – объем переданной электроэнергии за регулируемый период.

Рассчитываемый таким способом норматив потерь электроэнергии не мотивирует ни потребителей, ни электроснабжающие организации к снижению затрат. В связи с чем можно констатировать актуальность продолжения исследований и разработок в этом направлении.

Рассмотрим подробнее виды технических потерь электроэнергии в ЛЭП и методы их расчета. Согласно [2, 7], технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь.

Нагрузочные, или переменные, потери – это потери электроэнергии на нагрев в продольных элементах при передаче по ним нагрузки. К ним относятся: потери в линиях (воздушных и кабельных), шинпроводах, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах⁵.

Условно-постоянные потери – это часть технических потерь электроэнергии в элементах электрических сетей (поперечных ветвях схем замещения), не зависящая от передаваемой по элементам сети мощности. Три составляющие условно-постоянных потерь относятся к климатическим, т.е. к потерям, зависящим от погодных условий. Для воздушных линий электропередачи, согласно [2], к климатическим потерям относят потери: на корону в проводах ВЛ (ΔW_k); от токов утечки по изоляторам ВЛ ($\Delta W_{\text{из}}$); на плавку гололеда (ΔW_r).

Допущение. Согласно [2], для отдельно взятой ВЛ сечением 95–330 мм² расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда – 24–74 кВт·ч/км, что составляет $\approx 0,2\%$ от суммарных климатических потерь. Вследствие чего эта составляющая в дальнейших расчетах учитываться не будет.

Нагрузочные потери (ΔW_n) электроэнергии в воздушной линии длиной L определяются как

$$\Delta W_n = 3I_{\text{нб}}^2 r_0 L \tau, \quad (3)$$

где $I_{\text{нб}}$ – ток максимума нагрузки ВЛ, А; r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км; τ – время максимума потерь, ч, определяемое по эмпирической формуле (формула Кезевича) [1, 2, 7]:

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{\text{нб}})^2 \cdot 8760, \quad (4)$$

$T_{\text{нб}}$ – время максимума нагрузки, ч.

Потери электроэнергии на корону в линиях (ΔW_k), согласно [2, 3], определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в справочной технической литературе, и о средней продолжительности видов погоды в течение расчетного периода:

$$\Delta W_k = L \sum_{i=1}^4 \Delta P_{ki} T_{pi} k_{u,\text{кор}}, \quad (5)$$

где T_{pi} – продолжительность i -го вида погоды, ч; ΔP_{ki} – удельные потери мощности на корону при i -м виде погоды, кВт/км; $k_{u,\text{кор}}$ – поправочный коэффициент на рабочее напряжение линии, определяемый согласно [2]:

$$k_{u,\text{кор}} = 4,65 U_{\text{отн}}^{2*} - 3,65 U_{\text{отн}}^*, \quad (6)$$

$U_{\text{отн}}^*$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

Основным фактором, определяющим потери на корону в воздушных линиях, является отношение напряженности электрического поля на поверхности проводов к начальной напряженности короны, которое зависит от рабочего напряжения, сечения и количества проводов в фазе, типа опоры и электрической характеристики воздуха. При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону в линии определяются в зависимости от региона расположения линии по среднегодовым значениям потерь мощности $\Delta P_{\text{ксп}}$ [1, 2, 3]:

$$\Delta W_k = 8760 L \Delta P_{\text{ксп}}. \quad (7)$$

⁴ Там же.

⁵ Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и М.Н. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ. В нормальном эксплуатационном режиме по изоляторам течет так называемый фоновый ток утечки. Длительный фоновый ток утечки в условиях увлажнения изоляторов практически одинаков для линий любого класса напряжения и составляет 0,5–1 мА.

Более точно потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам для ВЛ ($\Delta W_{из}$), согласно [2], определяются по формуле

$$\Delta W_{из} = \frac{U_n^2}{3R_{из} N_{из}} T_{вл} L N_{гир}, \quad (8)$$

где $T_{вл}$ – продолжительность влажной погоды в расчетном периоде, ч; $N_{гир}$ – число гирлянд изоляторов, шт/км; $R_{из}$ – сопротивление изоляторов в зависимости от уровня СЗА (для принятого третьего уровня СЗА $R_{из} = 915$ кОм); $N_{из}$ – число изоляторов в фазе линии.

Следовательно, годовые суммарные относительные потери электроэнергии в рассматриваемой ВЛ $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}$ определяются следующим выражением:

$$\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W} = \frac{\Delta W_n + \Delta W_k + \Delta W_{из}}{W} = \frac{3I_{нб}^2 r_0 L \tau + 8760 L \Delta P_{к.ср} \frac{U_n^2}{3R_{из} N_{из}} T_{вл} L N_{гир}}{\sqrt{3} U_n I_{нб} T_{нб} \cos \varphi} \quad (9)$$

Таким образом, зависимость (9) $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W} = f(I_{нб}, r_0, \tau, L, U_n, \Delta P_{к.ср}, R_{из}, N_{из}, N_{гир}, T_{вл}, \cos \varphi)$ концентрирует учет большого числа технических параметров как самой ЛЭП, так и режима ее работы, изменяя которые можно добиться «настройки» рассматриваемой линии на режим передачи электроэнергии с минимальными относительными потерями.

По результатам выполненных расчетов построена зависимость $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W} = f(I_{нб})$, являющаяся, по сути, математической моделью относительных потерь электроэнергии в воздушных линиях при следующих значениях параметров расчета: номинальное напряжение $U_n = 220$ кВ; время использования максимума нагрузки $T_{нб} = 3000$ ч; длина линии $L = 120$ км. ЛЭП эксплуатируется в 3-м районе по СЗА ОЭС Центра и выполнена проводами марки АС с сечениями $F = (240; 300; 400; 500)$ мм² (рис. 1).

Анализ полученных зависимостей (рис. 1) показывает, что величина суммарных относительных потерь $\left(\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}\right)$ имеет выраженный минимум при некотором токе $I_{нб}^{opt}$, который назовем **током минимума потерь**. Подставляя его значение в выражение годовых суммарных относительных потерь электроэнергии, получаем расчетное значение норматива технологических потерь электроэнергии N' [4]:

$$N' = \left(\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}\right)' = \frac{\left(0,003 \left(I_{нб}^{opt}\right)^2 r_0 \tau + 8760 \Delta P_{к.ср} + \frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир}}{3 N_{из} R_{из}}\right) L}{\sqrt{3} U_n I_{нб}^{opt} T_{нб} \cos \varphi} \quad (10)$$

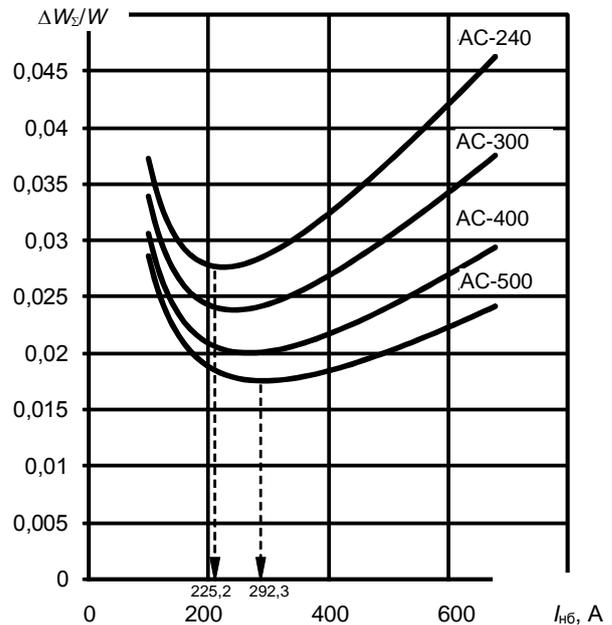


Рис. 1. Зависимость относительных потерь электроэнергии от тока нагрузки ВЛ-220 кВ, выполняемой проводами различных сечений марки АС и проходящей в 3-м районе по СЗА, ОЭС Центра, при $\tau = 1575$ ч

Однако нормирование потерь электроэнергии на основании минимума значения $\frac{\Delta W_{\Sigma}}{W}$ не является, по сути, экономической оценкой, а значит, так же, как и действующие в настоящее время методы нормирования потерь, не мотивирует энергоснабжающие организации и потребителей к сокращению потерь. В связи с этим предлагается проводить нормирование потерь исходя из минимума целевой функции **удельных дисконтированных затрат** $Z_{уд.д}$ на передачу одного кВт·ч в питающую ЛЭП или систему электроснабжения. Тогда имеем [8]

$$Z_{уд.д} = \frac{\left[K_0 + D \left(P_{об.рем} K_0 + 0,003 I_{нб}^2 r_0 \tau L + 8760 \Delta P_{к.ср} L + \frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир} L}{3 N_{из} R_{из}} \right) \right]}{\sqrt{3} U_n I_{нб} T_{нб} \cos \varphi} \quad (11)$$

где K_0 – удельные инвестиции в сооружение ВЛ, руб/км; $p_{об.рем}$ – доля затрат на амортизационные отчисления, обслуживание и ремонт ЛЭП по отношению к ее стоимости; D – дисконтирующий множитель, определяемый по формуле

$$D = \frac{1 - (1 + E_{ср})^{-t}}{E_{ср}}, \quad (12)$$

где $E_{ср}$ – принятый норматив дисконтирования. Взяв первую производную по току $dZ_{уд.д}/dI_{нб}$, приравняв ее к нулю и решая полученное уравнение относительно $I_{нб}$, получаем опти-

мальный ток нагрузки, соответствующий минимальным удельным дисконтированным затратам:

$$\begin{aligned} (I_{\text{нб}}^{\text{опт}})' &= \\ &= \sqrt{\frac{\left(\frac{K_0}{DU_{\text{н}}}\right) + \left(\frac{8760\Delta P_{\text{кЦ}}}{U_{\text{н}}}\right) + \left(\frac{K_0\rho_{\text{об.рем}}}{U_{\text{н}}}\right) + \left(\frac{U_{\text{н}}T_{\text{вл}}N_{\text{гирЦ}}}{3R_{\text{из}}N_{\text{из}}}\right)}{\left(\frac{0,003r_0\text{Ц}\tau}{U_{\text{н}}}\right)}}, \end{aligned} \quad (13)$$

назовем его *током минимальных затрат*.

Далее, на основании $(I_{\text{нб}}^{\text{опт}})'$ с использованием формул (9) и (10) получаем рекомендуемое расчетное значение норматива технологических потерь электроэнергии N' .

Таким образом, согласно выражениям (10), (11), (12) и (13), значение норматива потерь электроэнергии зависит от большого числа экономических и технических параметров ЛЭП: сечения проводов, района гололедности сооружения линии, рабочего напряжения ЛЭП, уровня СЗА, числа часов использования максимума нагрузки, коэффициента мощности, тарифа на получаемую электроэнергию, полной длины линии, удельных потерь на корону, нормы дисконтирования, продолжительности расчетного периода.

Из всего спектра переменных, влияющих на величину норматива потерь, наиболее просто и целесообразно использовать для подстройки режимов работы ЛЭП величину коэффициента мощности и такие показатели графика нагрузки, как $I_{\text{нб}}$ и $T_{\text{нб}}$.

Так, например, изменяя высоты ординат ступеней суточных графиков нагрузки, снятых в дни зимнего и летнего солнцестояния, можно «настроить» энергопотребление питающей объекты народного хозяйства ЛЭП на опти-

мальные параметры режима – $T_{\text{нб}}$ и $(I_{\text{нб}}^{\text{опт}})'$, что в итоге обеспечит нахождение уровня потерь электроэнергии в линии в пределах рекомендуемого норматива.

Примечание. Поскольку варьированием режимов и параметров ЛЭП достичь абсолютно точного математического минимума суммарных относительных дисконтированных затрат технически нереально, то для принятой величины норматива потерь необходимо ввести пятипроцентную зону равноэкономичности, допускающую незначительные отклонения от математического минимума.

Компенсация реактивной мощности, достигаемая путем установки батарей статических конденсаторов, перевода некоторых генераторов электростанций в режим синхронных компенсаторов, применение статических компенсаторов реактивной мощности (СТАТКОМ) приводят к возрастанию величины коэффициента мощности $\cos\varphi$, снижению потерь электроэнергии, увеличению пропускной способности сети. Эти мероприятия, как правило, окупаются за счет снижения потерь. Для оценки эффективности затрат в указанные мероприятия в формулах (11) и (13) необходимо учесть единовременные капиталовложения в соответствующее оборудование и ежегодные затраты на его обслуживание.

Было проведено параметрическое исследование зависимости (13), построена серия кривых $(I_{\text{нб}}^{\text{опт}})' = f(T_{\text{нб}})$, из анализа которых следует, что значение оптимального тока нагрузки, соответствующего рекомендуемому нормативу, с ростом времени $T_{\text{нб}}$, снижается (рис. 2).

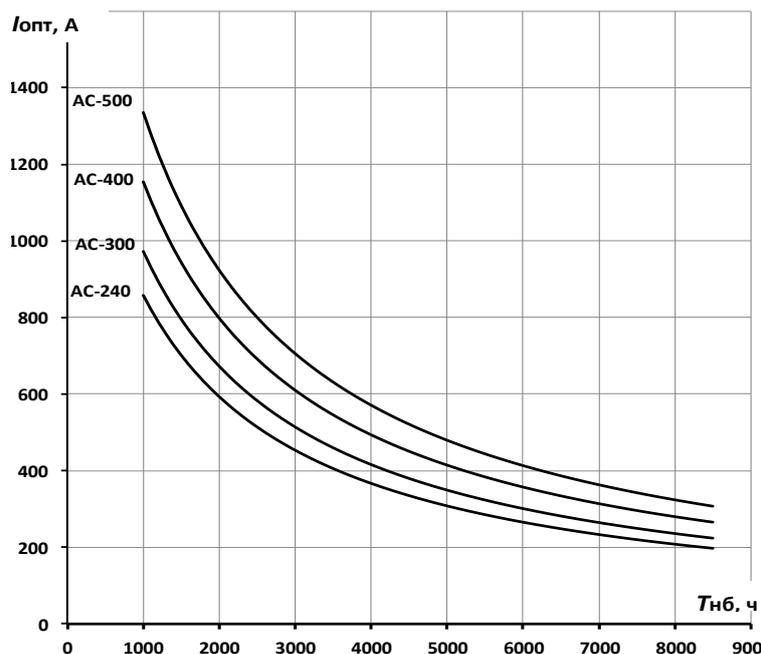


Рис. 2. Зависимость оптимальных токовых нагрузок от времени использования их максимума для ВЛ-220 кВ длиной $L = 120$ км для ЛЭП, проходящей в 3-м районе по СЗА и 1-м, 2-м районах гололедности европейской части России

Одновременно, как это следует из рис. 3, с ростом времени $T_{нб}$, т.е. с ростом плотности графика нагрузки, снижается и сам рекомендуемый норматив потерь электроэнергии.

Для определения норматива технических потерь электроэнергии в линии при заданном сечении провода и времени $T_{нб}$ по рис. 2 определяется оптимальный ток нагрузки $I_{опт}$, который затем откладывается на горизон-

тальной оси зависимости $N' = f(I_{опт})$ (рис. 4). После чего, по вертикальной оси считывается соответствующее значение норматива технических потерь электроэнергии в данной ЛЭП.

Очевидно, что для решения реальных задач подобные графики должны быть построены для разных ЛЭП, работающих в разных условиях и в различных регионах страны.

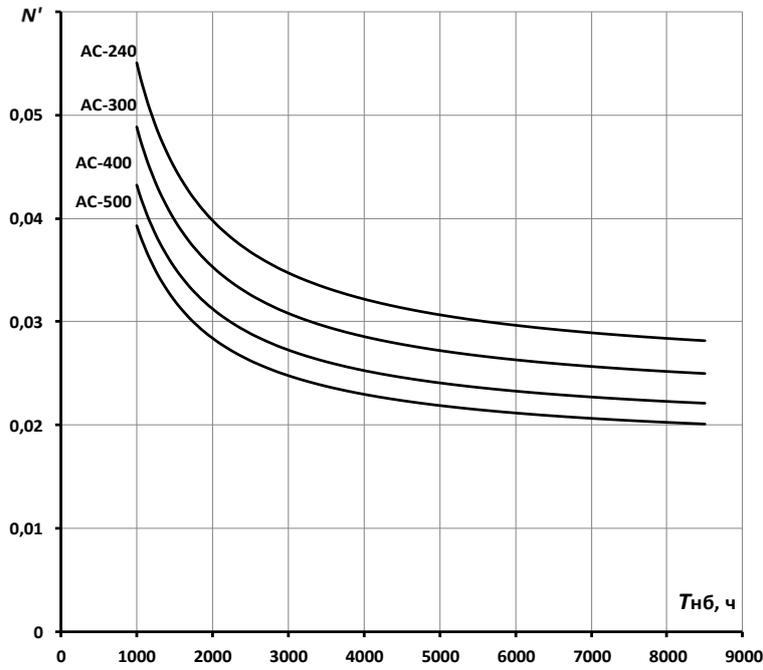


Рис. 3. Зависимость рекомендуемого норматива потерь от числа часов использования максимума нагрузки для ВЛ-220 кВ длиной $L = 120$ км, сооруженной в 1-м, 2-м районах гололедности и подходящей в 3-м районе СЗА европейской части России

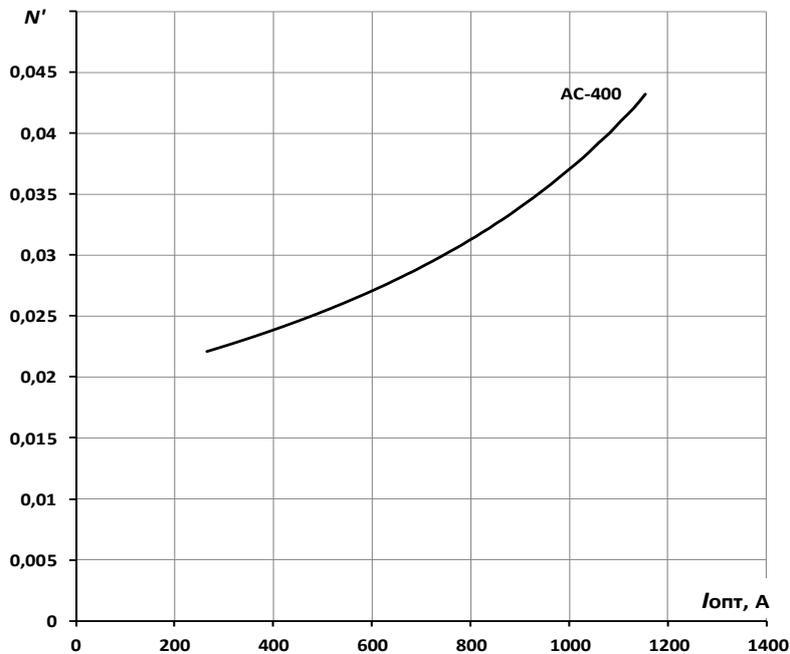


Рис. 4. Зависимость рекомендуемого норматива относительных потерь электроэнергии от оптимальной токовой нагрузки (ток минимальных затрат) для ВЛ-220 кВ полной длиной $L = 120$ км, проходящей в 1-м, 2-м районах гололедности и в 3-м районе СЗА ОЭС Центра и выполненной проводом марки АС- 400

Пример. Промышленный потребитель получает электроэнергию по одноцепной ВЛ-220 кВ от крупной электростанции, действующей на оптовом рынке электроэнергии. Линия расположена в ОЭС Центра во 2-м районе гололедности и 3-м уровне СЗА. Прочие исходные данные для расчета представлены в таблице.

Исходные данные для расчета примера

| № п/п | Показатель | Обозначение | Значение |
|-------|--|---------------|--------------|
| 1. | Длина линии | L | 120 км |
| 2. | Удельное сопротивление провода марки АС-300 | r_0 | 0,098 Ом/км |
| 3. | Ток наибольшей нагрузки потребителя | $I_{нб}$ | 450 А |
| 4. | Число часов использования максимума нагрузки | $T_{нб}$ | 3500 ч |
| 5. | Удельные потери мощности на корону | ΔP_k | 0,924 кВт/км |
| 6. | Число часов влажной погоды в году | $T_{вл}$ | 1640 ч |
| 7. | Сопротивление одного тарельчатого изолятора | $R_{из}$ | 915 кОм |
| 8. | Количество изоляторов в гирлянде | $N_{из}$ | 16 шт. |
| 9. | Количество гирлянд на 1 км линии | N_i | 9,8 шт/км |
| 10. | Удельные капиталовложения в ЛЭП [9] | K_0 | 1743900 р/км |
| 11. | Коэффициент мощности | $\cos\varphi$ | 0,95 |

Требуется сравнить тарифы на электроэнергию, получаемую данным потребителем, при нормативе потерь, определяемом по действующей ныне методике согласно Приказу от 30.12.2008 г. № 326, и нормативе, определяемом по предлагаемой ниже методике.

1. Определяем объем электроэнергии W , отпускаемой электростанцией:

$$W = \sqrt{3} U_{нб} I_{нб} T_{нб} \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 450 \cdot 3500 \cdot 0,95 = 596046150 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

2. По формуле (4) определяем максимальное время потерь τ :

$$\tau = 8760 \left(0,124 + \frac{3500}{10000} \right)^2 = 1968 \text{ (ч)}.$$

3. Тогда относительные потери электроэнергии в линии, одновременно являющиеся действующим нормативом потерь, определяются по формуле (10):

$$\left(\frac{\Delta W}{W} \right)' = (N)' = \left(\frac{0,003 \cdot 450^2 \cdot 0,098 \cdot 1968 + 8760 \cdot 0,924 + 19358,1}{596046150} \right) \times 120 = 0,029115.$$

4. Тариф на получаемую электроэнергию $T_{пол}$ определяется по формуле [5, 10]

$$T_{пол} = \frac{T_{отп} W}{W_{пол}}, \quad (14)$$

где $W_{пол}$ – количество электроэнергии, получаемой потребителем с оптового рынка энергии⁶:

$$W_{пол} = W \left[1 - \left(\frac{\Delta W}{W} \right)' \right]. \quad (15)$$

Тогда тариф на получаемую электроэнергию будет равен

$$T_{пол1} = \frac{T_{отп} \cdot 596046150}{596046150(1 - 0,029115)} = 1,029988 T_{отп}.$$

5. Пусть путем перестройки заданного графика нагрузки потребителя удалось получить альтернативный график со следующими параметрами:

$$I_{нб} = I_{нб}^{опт} = 416 \text{ А}; T_{нб} = 4000 \text{ ч}.$$

6. Объем электроэнергии W , отпускаемой электростанцией, тогда составит

$$W = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 416 \cdot 4000 \cdot 0,95 = 629770517 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

7. Максимальное время потерь будет:

$$\tau = 8760 \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 = 2405 \text{ (ч)}.$$

8. Относительные потери электроэнергии в линии, являющиеся оптимизированным нормативом потерь, определяются по формулам (9) и (10) и составят

$$\left(\frac{\Delta W}{W} \right)' = (N)' = 0,028548.$$

9. Тогда тариф $(T_{пол2})'$ на электроэнергию, получаемую с учетом оптимизированного норматива, будет

$$(T_{пол2})' = \frac{T_{отп} 629770517}{629770517(1 - 0,028548)} = 1,029387 T_{отп}.$$

10. Таким образом, при оптимизации нормативов потерь по предлагаемой методике наблюдается снижение не только удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии в питающую ЛЭП или систему электроснабжения, но и тарифа на получаемую электроэнергию:

$$\frac{T_{пол1}}{T_{пол2}} = \frac{1,029988 T_{отп}}{1,02387 T_{отп}} = 1,000584.$$

Для более полной реализации предложенной методики рекомендуется:

- внедрить в практику нормирования потерь электроэнергии соответствующее программное обеспечение, позволяющее по оптимизированным значениям $I_{нб}^{опт}$ и $T_{нб}$ намечать альтернативные графики нагрузки линии;
- создать базу данных и оптимизированные нормативы потерь всех находящихся в эксплуатации ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.
- рассмотреть влияние приемных трансформаторов и всей примыкающей к ЛЭП части системы электроснабжения на значение оптимизированных нормативов потерь электроэнергии.

⁶Максимов Б.К., Молоднюк В.В. Основы формирования тарифов на электрическую энергию на рынках России: учеб. пособие. – М.: Изд-во МЭИ, 1998.

Заключение

Смоделирована и построена целевая функция, определяющая зависимость суммарных дисконтированных относительных затрат от тока нагрузки линии и определён оптимальный ток линии, соответствующий минимальным дисконтированным относительным затратам на передачу одного кВт·ч в питающую ЛЭП, который был назван *током минимальных затрат*.

В целях мотивации энергоснабжающих организаций и промышленных предприятий к планированию и проведению энергосберегающих мероприятий, предложена оригинальная методика, предполагающая в качестве норматива потерь электроэнергии использовать значения относительных потерь электроэнергии, соответствующих минимуму дисконтированных относительных затрат, что, в свою очередь, приводит к снижению тарифов на используемую электроэнергию;

Предлагаемая методика нормирования потерь в качестве экспериментальной внедрена в Краснопереконском отделении энергосбыта ОАО «Крымэнерго» и на Краснопереконском заводе «Сода» республики Крым.

Список литературы

1. **Идельчик В.И.** Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. **Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В.** Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Изд-во НЦ «ЭНАС», 2005.
3. **Федотов А.И., Геркусов А.А.** Проблема энергосбережения при выборе сечений проводов воздушных линий 110–500 кВ // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2000. – № 11–12. – С. 54–61.
4. **Геркусов А.А.** Оптимизация потерь электроэнергии, передаваемой по воздушным линиям 110 кВ и выше // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2015. – № 1(214). – С. 89–96.
5. **Максимов Б.К., Молоднюк В.В.** Электроэнергетика России на современном этапе ее развития // Вестник МЭИ. – 1998. – № 2. – С. 63–69.
6. **Овсейчук В.А.** Эффективность работы электрических сетей 110–0,38 кВ // Новости электротехники. – 2014. – № 4(88). – С. 48–50.
7. **Зувев Э.Н., Ефентьев С.Н.** Задачи выбора экономически целесообразных сечений проводов и жил кабелей. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.

Геркусов Алексей Анатольевич,

СПб-Балтийская дистанция электроснабжения (ЭЧ-4) Октябрьской ж/д,
кандидат технических наук, электромеханик по оперативному обслуживанию тяговых подстанций ЭЧЭ-22/24,
e-mail: gerkusov_alex@mail.ru

Макаров Василий Михайлович,

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
доктор экономических наук, профессор кафедры экономики и менеджмента в энергетике,
e-mail: vmmak51@mail.ru

8. **Геркусов А.А., Макаров В.М.** Технико-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи // Вестник ИГЭУ. – 2016. – Вып. 2. – С. 66–73. doi: 10.17588/2072-2672.2016.2.066-073.

9. **Экономика и управление энергетическими предприятиями** / под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Изд-во «ACADEMA», 2004.

10. **Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике** / А.Ф. Дьяков, В.В. Жуков, Б.К. Максимов, В.В. Молоднюк. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.

References

1. Idel'chik, V.I. *Elektricheskie sistemy i seti* [Electrical systems and networks]. Moscow, Energoatomizdat, 1989.
2. Zhelezko, Yu.S., Artem'ev, A.V., Savchenko, O.V. *Raschet, analiz i normirovanie poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh* [Calculation, analysis and rating of electric power losses in electric networks]. Moscow, Izdatel'stvo NTs «ENAS», 2005.
3. Fedotov, A.I., Gerkusov, A.A. Problema energosberezheniya pri vybere secheniy provodov vozduzhnykh liniy 110–500 kV [Energy saving in choosing cross-sections of 110–500 kV overhead transmission lines]. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*, 2000, no. 11–12, pp. 54–61.
4. Gerkusov, A.A. Optimizatsiya poter' elektroenergii, peredavaemoy po vozduzhnym liniyam 110 kV i vyshе [Optimization of power losses in ≥ 110 kV overhead transmission lines]. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbGPU*, 2015, no. 1(214), pp. 89–96.
5. Maksimov, B.K., Molodnyuk, V.V. Elektroenergetika Rossii na sovremennom etape ee razvitiya [Electric power engineering of Russia at the modern stage of development]. *Vestnik MEI*, 1998, no. 2, pp. 63–69.
6. Ovseychuk, V.A. Effektivnost' raboty elektricheskikh setey 110–0,38 kV [Operation efficiency of 110–0,38 kV networks]. *Novosti elektrotehniki*, 2014, no. 4(88), pp. 48–50.
7. Zuev, E.N., Efent'ev, S.N. *Zadachi vybora ekonomicheskii tselesoobraznykh secheniy provodov i zhil kabeley* [Problems of choosing economically viable cross-sections of cords and cable conductors]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 2005.
8. Gerkusov, A.A., Makarov, V.M. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie vybora parametrov i rezhimov raboty proektiruemykh liniy elektroperedachi [Feasibility study of choosing operation parameters and modes when designing power transmission lines]. *Vestnik IGEU*, 2016, issue 2, pp. 66–73. doi: 10.17588/2072-2672.2016.2.066-073.
9. Kozhevnikov, N.N. *Ekonomika i upravlenie energeticheskimi predpriyatiyami* [Economics and management of power enterprises]. Moscow, Izdatel'stvo «ACADEMA», 2004.
10. D'yakov, A.F., Zhukov, V.V., Maksimov, B.K. Molodnyuk V.V. *Menedzhment i marketing v elektroenergetike* [Management and marketing in electrical power engineering]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 2007.