

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО СЕЧЕНИЯ И УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 10–35 кВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСЧЕТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ

*Юлия Николаевна Кондрашова, rotjuil720@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5280-5666>
Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
Магнитогорск, Россия*

Аннотация. Как показывает статистика аварийных отключений и предельные сроки эксплуатации элементов электрических сетей и электрооборудования в целом, основной задачей для подключения перспективных промышленных и жилых комплексов является обеспечение бесперебойного электроснабжения. Для этого необходимо проводить реконструкцию или прокладывать новые перспективные и востребованные линии электропередачи для ответственных потребителей. В связи с этим требуется разработка и реализация системы автоматизированного расчета с заложенной усовершенствованной методикой выбора сечений проводников линий электропередачи 10–35 кВ с помощью учета дополнительных экономических параметров, одним из которых является критерий минимума дисконтированных затрат. В результате получены новые значения экономической плотности тока для каждого субъекта Российской Федерации, соответствующие новым экономическим условиям, которые существенно отличаются от приведенных в ПУЭ. В исследовании был выполнен анализ влияния экономической плотности тока от территориального разброса цен на электроэнергию, нормы дисконта, динамики роста нагрузки и цен на ремонт и обслуживание, что подтверждает её зависимость от экономической ситуации в стране. Разработанный программный продукт позволяет произвести перерасчет линии электропередачи для последующей реконструкции и модернизации. Кроме этого, как сказано выше, имеются рассчитанные значения для всех регионов России с учетом времени наибольшей загрузки. Применение системы автоматизированного расчета позволит сократить время расчетов при определении типа линии, сечения и напряжения для дальнейшего прогнозирования вновь подключаемых объектов и действующих, а также выполнить правильный и обоснованный выбор при минимуме исходной информации.

Ключевые слова: экономическая плотность тока, воздушная и кабельная линия электропередачи, минимум дисконтирования затрат, рациональное напряжение, система автоматизированного расчета

Для цитирования: Кондрашова Ю.Н. Разработка системы автоматизированного расчета для определения рационального сечения и уровня напряжения линий электропередачи 10–35 кВ с целью повышения экономической эффективности расчетных значений // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2022. Т. 22, № 1. С. 36–47. DOI: 10.14529/power220104

Original article
DOI: 10.14529/power220104

DEVELOPMENT OF AN AUTOMATED CALCULATION SYSTEM FOR DETERMINING THE RATIONAL CROSS-SECTION AND VOLTAGE LEVEL OF 10–35 KV POWER LINES FOR IMPROVING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE CALCULATED VALUES

*Yuliya N. Kondrashova, rotjuil720@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5280-5666>
Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia*

Abstract. As shown in general terms by the statistics of emergency shutdowns and limit periods of operation of electric grid elements and electrical equipment, the main objective when connecting prospective industrial and residential complexes is to ensure uninterrupted power supply. To this end, new prospective and power lines for consumers need to be reconstructed or laid. This requires the development and implementation of automated calculation system with improved methodology for selecting cross sections of conductors of 10–35 kV power lines. This also needs to take

into account a number of additional economic parameters, including the criterion of minimum discounted costs. This has resulted in new values of economic current density for each subject of the Russian Federation, corresponding to new economic conditions which differ significantly from those given in PUE. The study performed an analysis of the influence of economic current density on the territorial dispersion of electric power prices, discount rate, dynamics of load growth and prices for repair and maintenance. This confirms dependence on the economic situation in the country. The software product developed as a result enables recalculation of the power line for further reconstruction and modernization. In addition, as mentioned above, values were calculated for all regions of Russia, taking into account highest load time. The use of the automated calculation system will reduce the time needed for calculation when determining the type of line, cross-section and voltage for further forecasting of newly connected facilities as well as existing ones, it will also enable a correct and justified choice with a minimum of initial information.

Keywords: economic current density, overhead and cable power line, minimum discounted costs, rational voltage, automated calculation system.

For citation: Kondrashova Yu.N. Development of an automated calculation system for determining the rational cross-section and voltage level of 10–35 kV power lines for improving the economic efficiency of the calculated values. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2022;22(1):36–47. (In Russ.) DOI: 10.14529/power220104

Введение

В условиях расширения производственных линий основных производств для нужд строительных организаций, градообразующих предприятий черной и цветной металлургии в России большинство линий электропередачи существуют с 1970 по 1980 г. В связи с этим многие линии либо были подвержены существенному износу, либо морально устарели в связи с введением цифровых двойников и цифровых подстанций и внедрением цифровой экономики, а также с возросшей токовой нагрузочной способностью. Для решения этих проблем необходимо производить реконструкцию или частичную замену существующих электрических сетей систем электроснабжения.

При выполнении реконструкции одной из основных проблем является также выбор рационального сечения для передачи электроэнергии. Традиционный метод выбора сечения проводника основан на использовании экономической плотности тока, которое регламентируется в ПУЭ. Однако развитие современных крупных электроприемников, мощных промышленных потребителей и сложноустроенных электротехнических комплексов вызывает сомнения в значениях, полученных более 50 лет назад и их соответствие, предъявляемым современным требованиям с привязкой к географическому положению и стоимости электроэнергии, а соответственно возникающим потерям.

Вопросом о перерасчете экономической плотности [1–5] занимались Э.Н. Зуев [6, 7], В.П. Фрайштетер [8], С.Н. Ефентьев [7], А.С. Мартыанов [8], данными авторами были получены значения экономической плотности тока для напряжений 110 и 220 кВ. Выбором рационального напряжения, преимущественно для промышленных объектов занимались А.А. Федоров, В.А. Костенко, В.В. Черепанов.

Значения, приведенные в ПУЭ, не учитывают территориальный разброс цен на электроэнергию, динамику роста нагрузки, динамику роста цен, многие марки кабельной продукции. В связи с

этим возникла острая необходимость в перерасчете существующих значений экономической плотности тока для сетей 10–35 кВ.

В России, как и в остальном мире, наблюдается сильный рост потребляемой мощности. Это применимо как к промышленным объектам, так и к жилому сектору. Как правило, с повышением передаваемой мощности возрастают и потери электроэнергии, что приводит к неоправданным денежным затратам и значительному износу электрооборудования.

Распределительные сети состоят из кабельных и воздушных линий с напряжением 6–35 кВ. В основном многие из них были построены еще в СССР и выработали свой нормативный срок службы. На сегодняшний день общий износ распределительных электрических сетей превышает 50 %. По статистике около 70 % аварий происходят в сетях 6 (10) кВ. Все это влияет не только на экономические потери, которые могут достигать 20 %, но и существенно снижаются показатели надежности и качества электроэнергии систем электроснабжения и энергосистемы в целом.

Из-за территориальной протяженности России, а также разнообразия климатических поясов характер спроса, пиковые и полупиковые периоды потребления в зависимости от сезона на электроэнергию будут отличаться. Помимо различия нагрузок на жилой сектор и производство в крупных городах можно выделить отдельный тип нагрузки в виде коммерческого сектора. Все перечисленные критерии необходимо учитывать при реконструкции распределительных сетей.

В России и СССР наибольшее развитие получили напряжения 3, 6, 10, 35 кВ. Реже встречались напряжения 15 кВ (Калининградская область) и 20 кВ (Латвийская ССР). Сети 20 кВ являются вариантом перспективного развития электроэнергетики в России [9]. В качестве одного из ярких примеров использования напряжения 20 кВ можно рассмотреть систему электроснабжения Ходынского поля, а также делового центра Москва-Сити

в г. Москве. В развитии сетей 20 кВ преуспели следующие страны: Франция – 20 кВ, Япония – 22 кВ, Чехия – 22 кВ.

Резкое увеличение спроса на электроэнергию также повлекло за собой рост плотности электрических нагрузок, особенно остро это наблюдается при плотной застройке многоэтажными домами. К примеру, в Москве средняя плотность электрических нагрузок достигает 15 МВт/км². В перспективе планируется рост нагрузок до 22 МВт/км² и более.

При дальнейшем росте существующие сети не смогут обеспечить требуемую пропускную способность. Попытки передать большие мощности по существующим сетям могут обернуться к неконтролируемому числу аварий, что недопустимо. Для решения данной проблемы существует несколько способов: строительство дополнительных узлов распределения электроэнергии, замена существующих проводов (кабелей) на кабели большего сечения (либо прокладка дополнительных параллельно существующим), повышение уровня напряжения.

Оптимальным решением является переход на напряжение 20 кВ, которое при том же сечении проводника обеспечит в 2–3 раза большую пропускную способность. Переход на 35 кВ более затратный, и будет выгодным в большей степени для промышленных потребителей.

Методика расчета сечения воздушных и кабельных линий с помощью экономической плотности тока

В представленной работе была предложена методика для принятия рационального и экономически выгодного решения, где расчет необходимо проводить с помощью применения критерия минимума дисконтированных затрат. При этом для повышения точности выполнения расчетов учитывается рост нагрузки на срок от 5 лет и более, а также ежегодный рост цен на электроэнергию [10–12].

Расчетный ток, учитывающий изменение нагрузки в расчетном периоде:

$$I_{\text{расч}} = I_0(1 + qt_p), \quad (1)$$

где I_0 – расчетный ток, учитывающий изменение нагрузки в расчетном периоде, А; q – коэффициент, учитывающий динамику роста нагрузки за расчетный период, о.е; t_p – расчетный период, год.

Стоимость электроэнергии с учетом динамики роста:

$$C_{\text{расч}} = C_0(1 + zt_p), \quad (2)$$

где C_0 – стоимость электроэнергии на начальном этапе, руб./кВт·ч; z – коэффициент, учитывающий динамику роста цен на электроэнергию, о.е.

В соответствии с методикой дисконтированных затрат [11, 13] в процессе расчета капитальных затрат на сооружение линии электропередачи их моделируют линейной функцией, содержащей две составляющие: независимую от сечения, пропорциональную сечению:

$$K = bL + aSL = (b + aS)L, \quad (3)$$

где b – часть удельных капитальных затрат, независимая от сечения, тыс. руб.; a – часть удельных капитальных затрат пропорциональная сечению, тыс. руб.; L – длина линии электропередачи.

Учитывая (3) полные затраты на постройку и эксплуатацию линии электропередачи, можно представить

$$Z = bL + aSL + \sum_{t_0}^{t_p} \frac{\alpha_{\text{обсл}}(bL + aSL) + \frac{3CI_{\text{расч}}^2 \tau \rho L}{F}}{(1 + E)^{t_p}} \rightarrow \min. \quad (4)$$

Аналитически сечение по критерию минимума суммарных затрат на постройку и эксплуатацию линий электропередачи находится из равенства нулю производной затрат (4) по сечению:

$$F_{\text{эж}} = \sqrt{\frac{3\rho \sum_{t_0}^{t_p} \tau (I_0(1 + qt_p))^2 (C_0(1 + z \cdot t_p))(1 + E)^{-t_p}}{a \left(1 + \sum_{t_0}^{t_p} \alpha_{\text{обсл}} (1 + E)^{-t_p} \right)}}, \quad (5)$$

где $\alpha_{\text{обсл}}$ – коэффициент отчислений от капитальных вложений на обслуживание и ремонт линии в год, о.е/год; τ – время наибольших потерь; ρ – сопротивление материала, из которого сделан провод Ом·мм²/м; E – ставка дисконта, определяемая по формуле

$$E = E_0 + r, \quad (6)$$

где E_0 – ставка рефинансирования центрального банка России [14, 15]; r – риск неполучения доходов, предусмотренных проектом [11, 13].

Экономическая плотность тока находится по следующей формуле [16–19]

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{F_{\text{эк}}}. \tag{7}$$

Тогда, если не учитывать изменение тока по годам эксплуатации:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{F_{\text{эк}}} = I_{\text{расч}} \sqrt{\frac{a \left(1 + \sum_{t_0}^{t_p} \alpha_{\text{обсл}} (1 + E)^{-t_p} \right)}{3\rho \sum_{t_0}^{t_p} \tau (I_0 (1 + qt_p))^2 (C_0 (1 + zt_p)) (1 + E)^{-t_p}}} = \sqrt{\frac{a \left(1 + \sum_{t_0}^{t_p} \alpha_{\text{обсл}} \cdot (1 + E)^{-t_p} \right)}{3\rho \sum_{t_0}^{t_p} \tau C_0 (1 + zt_p) (1 + E)^{-t_p}}}. \tag{8}$$

Для упрощения расчета по методике, описанной выше, было создано программное обеспечение для ЭВМ [20]. В данной работе первая часть состоит из трех взаимосвязанных вкладок и включает в себя последовательный расчет экономической плотности тока, выбор сечения проводника и расчет дисконтированных затрат. Общая структура представлена на рис. 1, а блок-схема – на рис. 2.

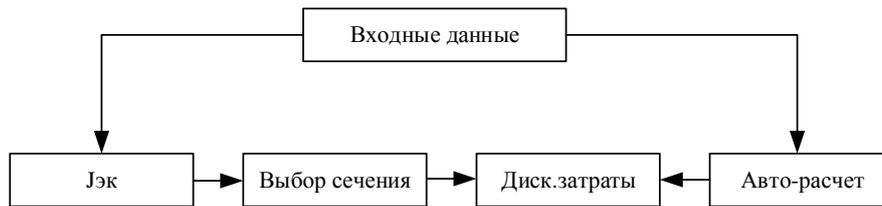


Рис. 1. Общая структура программы
Fig. 1. General structure of the program

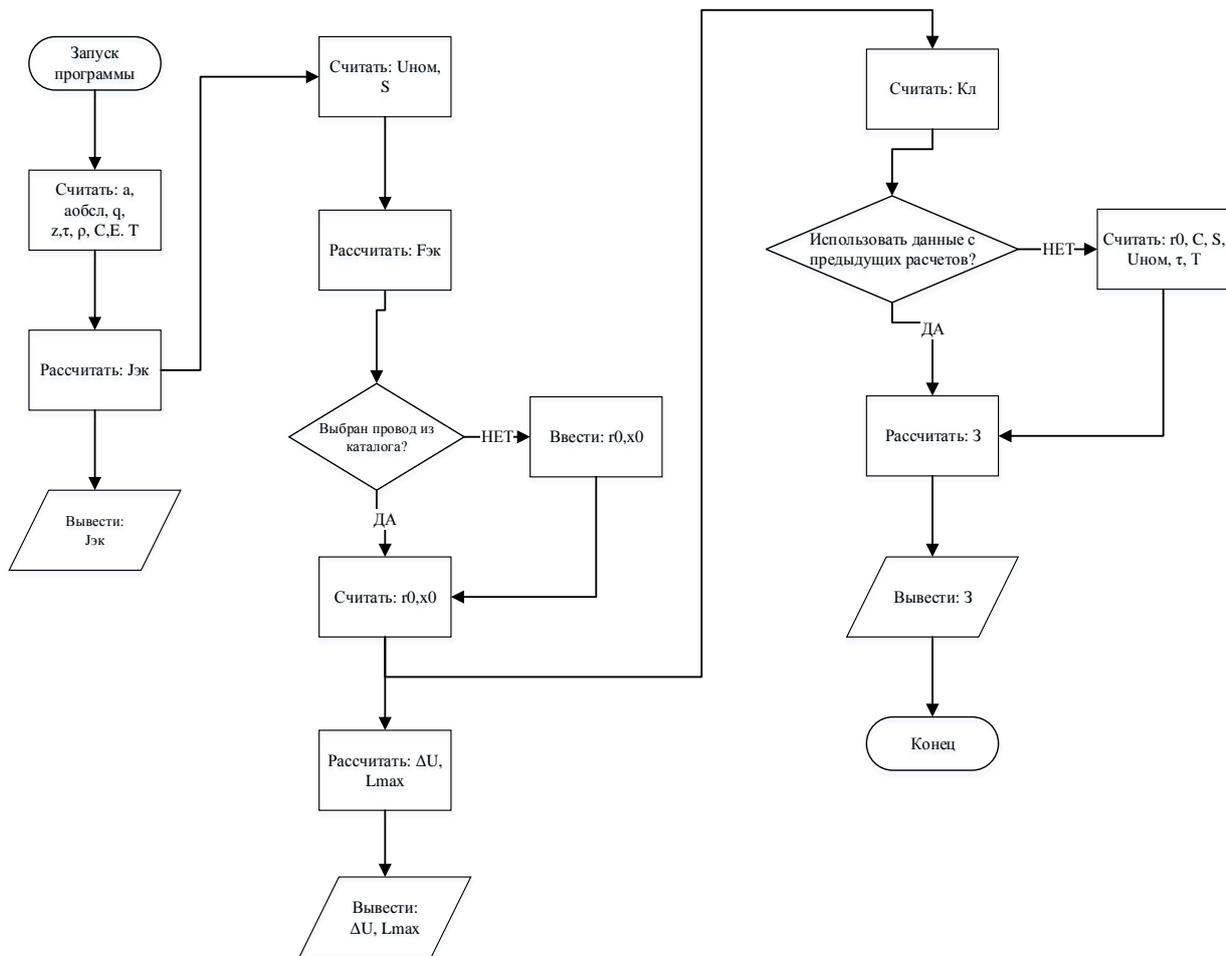


Рис. 2. Блок схема программы
Fig. 2. Block diagram of the program

Стоит также отметить, что второй блок производит расчет сразу по всем напряжениям 10–35 кВ и выбирает класс напряжения с минимальными дисконтированными затратами. При работе с первым блоком необходимо вести расчет для каждого напряжения самостоятельно. При запуске программы по умолчанию открыта вкладка автоматического расчета (второй блок).

Сечения и напряжения

Расчет Jэк | **Выбор сечения** | Расчет затрат | Авто-расчет

500 Передаваемая мощность (кВт)

10 Номинальное напряжение (кВ)

Использовать Jэк из расчета

0,888 Jэк

32,508 Fэк

Использовать нестандартные провод

Провода марки АС:

АС35

0,850 Активное сопротивление Ом/км

0,308 Индуктивное сопротивление Ом/км

0,4518 Потеря напряжения

22,132 Макс. длина линии

Расчет Очистить поля

Рис. 3. Вкладка «Выбор сечения»
Fig. 3. Section selection tab

Также предусмотрена небольшая программная функция из библиотеки C++Builder для упрощения аппроксимации переменных таких, как динамика роста цен на электроэнергию, динамика роста электрической нагрузки. Окно для аппроксимации динамики роста нагрузки и роста цен состоит из восьми редактируемых полей по четыре на каждый коэффициент, каждый столбец соответствует значениям коэффициента за предыдущие года. Следующая вкладка «выбор сечения». Общий вид вкладки представлен на рис. 3. В ней необходимо ввести только напряжение и передаваемую мощность. Для удобства предусмотрена кнопка состояния «Использовать $J_{эк}$ из расчета», которая берет в расчет значение экономической плотности тока, рассчитанное на предыдущем этапе. Также был предусмотрен список сталеалюминевых проводов для воздушных линий с предустановленными значениями активных и реактивных сопротивлений. Если же в расчете участвуют кабельные линии, или какая-либо другая марка воздушных линий, то необходимо поставить кнопку состояния в положение «True» и самостоятельно ввести значения активного и реактивного сопротивлений. На выходе будут выведены значения допустимой длины линии электропередачи при заданном напряжении и мощности, а также потери по напряжению.

Характеристика исследуемого объекта

В качестве исследуемого объекта для применения разработанной методики была взята одна из воздушных линий Челябинской области. При этом в качестве исходных данных принято номинальное напряжение сети 10 кВ, а передаваемая мощность – 550 кВт.

В начале необходимо определить динамику роста цен на электроэнергию, а также динамику роста потребления электроэнергии.

По данным стоимость электроэнергии за последние восемь лет составила: 2014 – 2,51 руб./кВт·ч, 2015 – 2,74 руб./кВт·ч, 2016 – 2,74 руб./кВт·ч, 2017 – 2,92 руб./кВт·ч, 2018 – 3,14 руб./кВт·ч, 2019 – 3,25 руб./кВт·ч, 2020 – 3,36 руб./кВт·ч, 2021 – 3,36 руб./кВт·ч. График зависимости стоимости электроэнергии за период с 2014 по 2021 г. представлен на рис. 4. Рост потребления электроэнергии по сравнению с 2014 г. составил: 2014 – 101 %, 2015 – 99,8 %, 2016 – 99,3 %, 2017 – 103,5 %, 2018 – 105 %, 2019 – 105,1 %, 2020 – 107,8 %, 2021 – 105,3 %.

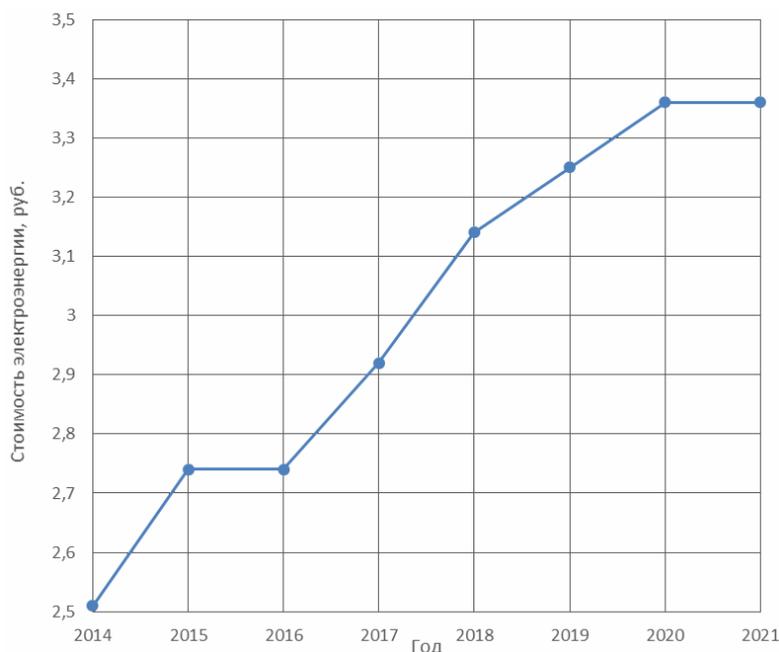


Рис. 4. Стоимость электроэнергии в Челябинской области за 2014–2021 гг.
Fig. 4. The cost of electricity in the Chelyabinsk region for 2014–2021

Путем аппроксимации рассчитаны следующие значения коэффициентов:

$$q = 0,0744; \quad z = 0,0492.$$

Также в качестве начальных данных приняты:

$$E = 0,12; \quad t_p = 10 \text{ лет}; \quad t_0 = 1 \text{ год}; \quad C_0 = 3,36 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad \alpha_{\text{обсл}} = 2,7 \%$$

$$J_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{202,2 \left(1 + \sum_{1}^{10} 2,7 (1 + 0,12)^{-t_p} \right)}{3 \cdot 0,028 \sum_{1}^{10} 3000 \cdot 3,36 (1 + 0,0492 t_p) (1 + 0,12)^{-t_p}}} = 0,742 \text{ А/мм}^2.$$

На основе полученного значения экономической плотности тока производится расчет дисконтированных затрат.

Выбор экономического сечения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{30,27}{0,742} = 40,795 \text{ мм}^2.$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{550}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 30,27 \text{ А}.$$

Выбраны сталеалюминовые провода АС-50 с паспортным значением длительно допустимого тока, равным 210 А.

$$40,795 \leq 210 \text{ А}.$$

Потеря напряжения для линии с заданным сечением:

$$\Delta U = \frac{550 \cdot 0,95 \cdot 0,65 + 550 \cdot \sqrt{1 + 0,95^2} \cdot 0,297}{10,5^2} \cdot 100 = 0,391 \%$$

Издержки на возмещение потерь и ремонт:

$$И = И_{\text{рем}} + И_{\text{потр}}$$

Затраты на обслуживание и ремонт линии:

$$И_{\text{рем}} = \frac{0,3}{100} \cdot 243 \cdot 1000 = 729 \text{ руб./год}.$$

Потери в воздушной линии:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot 30,27^2 \cdot 0,64 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 1,759 \text{ кВт}.$$

Годовые потери:

$$\Delta W = 1,759 \cdot 1574,838 \cdot 10^{-3} = 2,77 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где τ – число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1574,838 \text{ ч}.$$

Затраты на возмещение потерь электроэнергии в линии за год, руб./год.

$$I_{\text{потр}} = 2770 \cdot 3,36 \cdot 10^{-3} = 9,307 \text{ тыс. руб.}$$

Расчетные дисконтированные затраты:

$$Z = \left(243\,000 + \sum_{1}^{10} \frac{729 + 9307}{(1 + 0,12)^{t_p}} \cdot 3,36 \right) \cdot 10^{-3} = 351,8 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, осуществляется расчет для всех диапазонов напряжений. Далее происходит сравнение минимальных дисконтированных затрат и выбор из них наименьшего значения.

Исследование влияния ценовых факторов на экономическую плотность тока при расчете фактических значений

При расчете экономической плотности тока большинство переменных зависит от различных факторов. Например, экономическая плотность тока напрямую зависит от цен на электроэнергию, нормы дисконта, цен на ремонт и обслуживание, а это значит, что экономическая плотность тока полностью зависима от экономической ситуации в стране. Необходимо выявить факторы, наиболее влияющие на значения экономической плотности тока. Все расчеты были проведены с помощью программного обеспечения [20]. Цены на электроэнергию, постройку и ремонт линий электропередачи приняты для Челябинской области.

На рис. 5 представлена зависимость экономической плотности тока от времени максимальной нагрузки для сталеалюминиевых проводов. Не-

трудно заметить, что крутизна графика различна на всем диапазоне значений времени максимальной нагрузки. Условно можно поделить график на несколько отрезков: от 1000 до 2500 ч, от 2500 до 4000 ч, от 4000 до 6000 ч, от 6000 ч и более. Данное распределение неслучайно и позволяет более точно определять экономическое значение тока для каждого отрезка. К примеру, в ПУЭ первый диапазон, для которого нормирована экономическая плотность тока составляет 1000–3000 ч. Однако, как видно по полученному графику на рис. 5, значение экономической плотности тока для 1000 ч составляет 1,08 А/мм², а для 3000 ч уже 0,6 А/мм². Значения существенно различаются и их усреднение отрицательно скажется на точности расчета. Поэтому в данной работе принято решение пересмотреть диапазоны времени наибольших нагрузок, указанных в ПУЭ. При этом следует отметить, что время наибольших нагрузок значительно влияет на экономическую плотность тока в целом, а разброс значений отличается более чем в два раза.

Далее была приведена зависимость экономической плотности тока в значимости от расчетного срока эксплуатации от одного года до 25 лет в виде графика на рис. 6. Аналогично предыдущему графику (см. рис. 5) данный можно разделить на несколько отрезков. Как видно, наибольшая крутизна характеристики находится на отрезке до 5 лет. Как правило, в технической литературе рекомендуемый срок эксплуатации составляет не менее чем 10 лет при проектировании ЛЭП. В связи с этим не имеет смысла рассматривать участок менее 10 лет. К тому же на практике рабочий период линий электропередачи достигает как минимум 20–25 лет. Участок от 16 лет и далее пологий и значение экономической плотности тока почти неизменно. Учитывая вышесказанное, было принято решение усреднять значения экономической плотности тока для периода 15 лет и более.

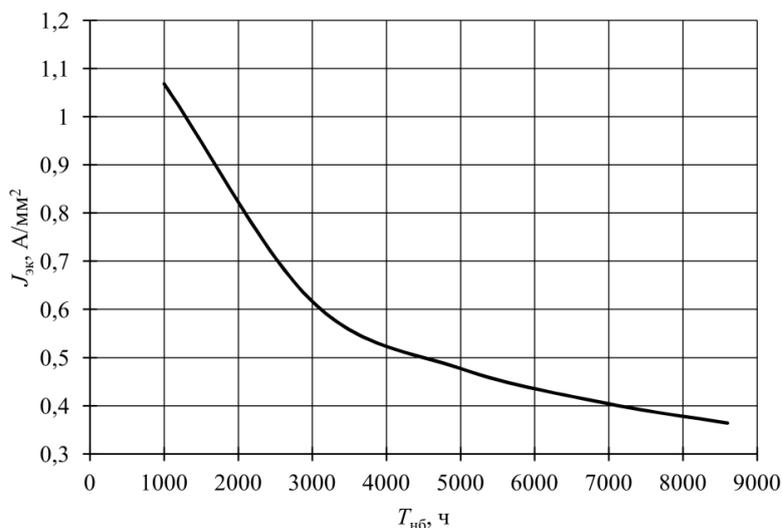


Рис. 5. Зависимость экономической плотности тока от времени максимальной нагрузки
Fig. 5. Dependence of the economic current density on the time of maximum load

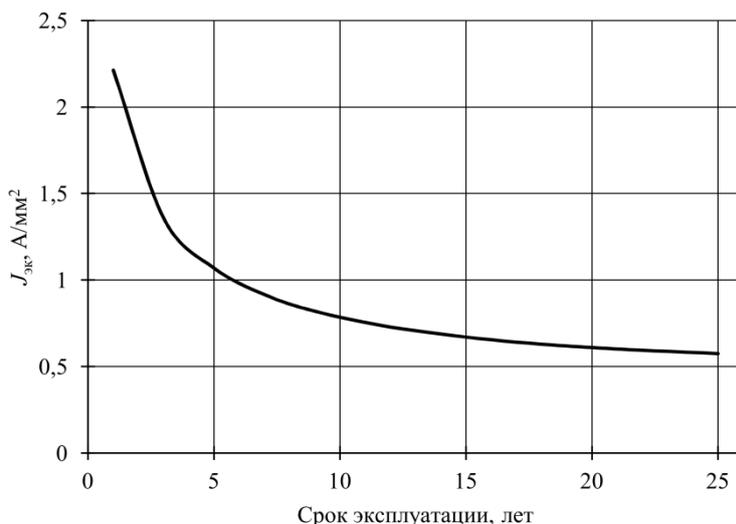


Рис. 6. Зависимость экономической плотности тока от срока эксплуатации
 Fig. 6. Dependence of the economic current density on the service life

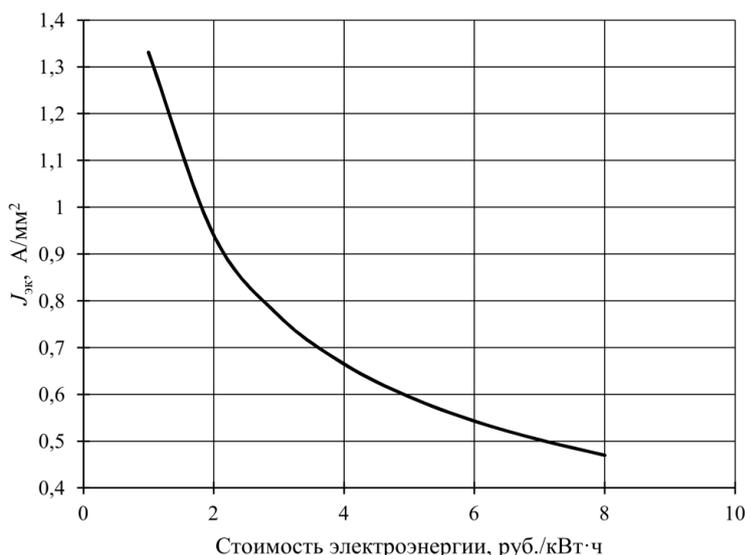


Рис. 7. Зависимость экономической плотности тока от стоимости электроэнергии
 Fig. 7. Dependence of the economic current density on the cost of electricity

Российская Федерация разделена на 85 субъектов, и, как правило, у каждого региона политика ценообразования на электроэнергию обусловлена спецификой деятельности и географическим положением. У некоторых из них одним из территориальных критериев роста цены на электроэнергию является удаленность от генерирующих центров, а также плотность электрической нагрузки на километр земли. Разброс цен по России на 2021 г. достигает от 1,17 руб./кВт·ч в Иркутской области до 8,5руб./кВт·ч в Чукотском автономном округе. Соответственно, значение экономической плотности тока колеблется от 0,47 до 1,331, при этом чем меньше цена на электроэнергию, тем выше значение экономической плотности тока, что продемонстрировано на рис. 7. В заключении чем ниже стоимость на электроэнергию, тем меньшее сечение провода можно рекомендовать к прокладке,

и наоборот, при высоких ценах на электроэнергию рекомендовано брать провода больших сечений. Такая зависимость связана в основном с потерями напряжения и мощности в линиях электропередачи.

Наибольшее влияние на значение экономической плотности тока оказывает время наибольших нагрузок и стоимость электроэнергии, при этом эти два параметра наиболее сильно дифференцированы с привязкой не только к географическому положению, но и к различным отраслям экономики. В табл. 1 приведены результаты расчетов значений экономической плотности тока для Челябинской области, Камчатского края и Иркутской области.

Аналогичные результаты значений экономической плотности были получены для различных видов КЛЭП, включая СИП-кабели для напряжения 10–35 кВ, представленные в табл. 2.

Таблица 1

Значения экономической плотности тока согласно ПУЭ и расчетные значения для Челябинской области, Камчатского края и Иркутской области

Table 1

Economic current density values according to the EMP and calculated values for the Chelyabinsk Region, Kamchatka Territory and Irkutsk Region

ПУЭ	Время максимальной нагрузки, ч	1000–3000	3000–5000	Более 5000	–
	$J_{\text{ЭК}}$, А/мм ²	1,3	1,1	1	
Челябинская область	Время максимальной нагрузки, ч	1000–2500	2500–4000	4000–6000	Более 6000
	$J_{\text{ЭК}}$, А/мм ²	0,768	0,595	0,47	0,384
Камчатский край	Время максимальной нагрузки, ч	1000–2500	2500–4000	4000–6000	Более 6000
	$J_{\text{ЭК}}$, А/мм ²	0,459	0,356	0,281	0,23
Иркутская область	Время максимальной нагрузки, ч	1000–2500	2500–4000	4000–6000	Более 6000
	$J_{\text{ЭК}}$, А/мм ²	–	1,333	1,033	0,667

Таблица 2

Значения экономической плотности тока для КЛЭП 10–35 кВ по Челябинской области

Table 2

Values of economic current density for CLEP 10–35 kV in the Chelyabinsk region

Тип проводника КЛЭП	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при времени максимальной нагрузки			
	1000–2500 ч	2500–4000 ч	4000–6000 ч	от 6000 ч
Неизолированные провода 10–35 кВ	0,768	0,595	0,47	0,384
Кабели с СПЭ изоляцией 10 кВ	1,372	1,062	0,84	0,686
Кабели с СПЭ изоляцией 20 кВ	1,47	1,138	0,9	0,735
Кабели с СПЭ изоляцией 35 кВ	1,622	1,257	0,993	0,811
СИП 10–20 кВ	0,799	0,619	0,489	0,4
СИП 35 кВ	0,873	0,676	0,535	0,436

Заключение

Российская Федерация представлена огромными территориями с различными климатическими и экономическими условиями для проживания и построения новых объектов промышленного и жилого комплекса. Естественно, это сказывается как на длинах линий электропередачи, так и на условиях их постройки. При этом плотность электрической нагрузки может быть ничтожно мала в отдаленных сельских районах и довольно высока в федеральных центрах. Стоимость электроэнергии существенно отличается практически в 5–8 раз в зависимости от региона. Одной из основных проблем в современной России отмечается физический и моральный износ линий электропередачи [21–24], которые не выдерживают темпов роста нагрузки и требований, предъявляемых к ним. Остро требуется проведение глобальной реконструкции с учетом всех экономических параметров, а также освоение нового класса напряжения 20 кВ и широкое применение СИП-кабелей с уточненным выбором рациональных сечений и напряжений электрической сети.

При этом выполненные исследования показали, что одним из основных факторов являются капитальные вложения, влияющие на итоговые затраты на линию электропередачи, а также ком-

пенсация потерь на транспортировку электроэнергии от поставщика к потребителю. С помощью разработанного программного обеспечения были получены новые значения экономической плотности тока для каждого субъекта Российской Федерации, соответствующие новым экономическим условиям. Эти значения значительно отличаются от приведенных в ПУЭ, и в течение ближайших 5 лет их рекомендуется применять для выбора сечений проводников линий 10–35 кВ. Кроме этого, получены данные о значениях экономической плотности тока для кабелей с СПЭ изоляцией и СИП-кабелях. Установлено, что экономическая плотность тока зависит от номинального напряжения сети, времени наибольших нагрузок и стоимости электроэнергии, а также шкалу значений $J_{\text{ЭК}}$ необходимо дифференцировать по сравнению с ПУЭ. Полученные значения позволяют без особых трудоемких расчетов произвести экономически обоснованный выбор сечения при известных только основных параметрах работы электрической сети [25]. Использование предложенной методики позволит произвести перерасчет линии электропередачи [26], что сократит время расчетов и может применяться при прогнозировании роста нагрузки или при перераспределении электроэнергии.

Список литературы

1. Suvorova I., Cherepanov V., Basmanov V. Peculiarity of Determination of Economic Current Density Values for 6–35 kV Power Lines under Modern Conditions // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol. 792. P. 300–304. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AAM.792.300
2. Hamidjonov Z. Elements of power grid design // Universum: технические науки. 2021. No. 11-6 (92). P. 91–93. DOI: 10.32743/UniTech.2021.92.11.12563
3. Tanaka Y. Current density distribution, limiting current density and saturation current density in an ion-exchange membrane electrodialyzer // Journal of Membrane Science. 2002. Vol. 210, no. 1. P. 65–75. DOI: 10.1016/S0376-7388(02)00376-9
4. Bao X.Q., Jiao J.W., Wang Y.L. The complex correlation between current density and pore density based on non-SCR effects // Electrochemistry Communications. 2007. Vol. 9, no. 8. P. 1991–1997. DOI: 10.1016/j.elecom.2007.05.014
5. Mathematical sigmoid-model approach for the determination of limiting and over-limiting current density values / A. Doyen, C. Roblet, L. Bazinet, A. L'archevêque-Gaudet // Journal of Membrane Science. 2014. Vol. 452. P. 453–459. DOI: 10.1016/j.memsci.2013.10.069
6. Зуев Э.Н. Взгляд на проблемы передачи электроэнергии // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2005. № 2. С. 2–8.
7. Ефентьев С.Н., Зуев Э.Н. Экономические токовые интервалы сечений проводов воздушных линий – вчера, сегодня, завтра // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2005. № 3. С. 43–48.
8. Фрайштетер В.П., Мартянов А.С. Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей линий электропередачи при проектировании // Нефтяное хозяйство. 2011. № 4. С. 117–121.
9. Тодирка С.Н. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее // Энергоэксперт. 2010. № 5. С. 56–58.
10. Никитин А.В. Выбор сечений проводников сельских ЛЭП по экономической плотности тока в современных условиях // Вестник Федерального государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Московский государственный агроинженерный университет имени В.П. Горячкина». 2017. № 3 (79). С. 72–77.
11. Геркусов А.А. Экономико-математическое моделирование воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше // Электричество. 2019. № 6. С. 13–25. DOI: 10.24160/0013-5380-2019-6-13-25
12. Геркусов А.А., Габдулвалиева Е.И. Экономическая коррекция плотностей тока в проводах действующих воздушных линий 110–220 кВ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20, № 9–10. С. 25–33. DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-25-33
13. Economic load intervals for selecting 10 kV cable cross-sections for agricultural consumers / A. Taslimov, F. Rakhimov, L. Nematov et al. // IOP Conference Series Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 883 (1). P. 012102. DOI: 10.1088/1757-899X/883/1/012102
14. Кархов А.Н. Методики оценки эффективности инновационных проектов в энергетике // Атомная энергия. 2009. Т. 107, № 6. С. 303–306.
15. Малышкина Е.П., Минин Д.А., Авис О.У. Сравнительный анализ эффективности применения банком России ключевой ставки и ставки рефинансирования // Экономика и социум. 2014. № 3-2 (12). С. 459–466.
16. Савина Н.В., Цысь Д.А. Оценка целесообразности применения методов экономической плотности тока и экономических токовых интервалов в современных условиях // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2017. Т. 17, № 1. С. 34–41. DOI: 10.14529/power170105
17. Суворова И.А., Черепанов В.В. Определение экономической плотности тока в современных условиях для линий 6–35 кВ // Международный научно-исследовательский журнал. 2013. № 6-1 (13). С. 95–96.
18. Васин В.П., Майоров А.В., Шунтов А.В. Еще раз об экономической плотности тока и унификации сечений кабельных линий 20 кВ в мегаполисе // Энергобезопасность и энергосбережение. 2016. № 6. С. 24–28. DOI: 10.18635/2071-2219-2016-6-24-28
19. Султанов Р.А., Пак В.Е., Якубова Е.Е. и др. Анализ методики выбора сечений проводов воздушной линии электропередачи с использованием экономической плотности тока // Научный журнал. 2019. № 7 (41). С. 60–62.
20. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2017616976. Расчет экономической плотности тока и выбор рационального сечения для электрических сетей с учетом экономических показателей / Г.П. Корнилов, А.В. Нуждин, Ю.Н. Кондрашова и др.; заявитель ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»; заявл. 26.04.2017, опубл. 21.06.2017.
21. Анализ надежности оборудования тепловой электростанции при внедрении преобразователей частоты / А.С. Карандаев, Г.П. Корнилов, О.И. Карандаева и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2009. № 34 (167). С. 16–22.

22. Gracheva E., Alimova A. Calculation methods and comparative analysis of losses of active and electric energy in low voltage devices // Proceedings – 2019 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2019, Chelyabinsk, 01–03 октября 2019 года. Chelyabinsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. P. 361–367. DOI: 10.1109/URALCON.2019.8877627

23. Optimization of wind farm parallel operation with the power grid / S.V. Smolovik, S.A. Ivanov, A.A. Kuznetsov et al. // Proceedings of the 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2021, Moscow, 26–28 января 2021 года. Moscow, 2021. P. 1554–1557. DOI: 10.1109/ElConRus51938.2021.9396081

24. Gracheva E.I., Fedorov O.V. Forecasting reliability electrotechnical complexes of in-plant electric power supply taking into account low-voltage electrical apparatuses // 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2019, Sochi, 25–29 марта 2019 года. Sochi, 2019. P. 8743057. DOI: 10.1109/ICIEAM.2019.8743057

25. Power network parameters standards with implements IEEE-1459 Power Definitions / A. Olencki, D. Belica, J. Markiewicz, P. Mróz // Przegląd Elektrotechniczny. 2020. Vol. 96, no. 3. DOI: 10.15199/48.2020.03.01

26. Заславец Б.И., Бочкарева А.И., Алехин А.А. Анализ динамики потерь электроэнергии в электрических сетях г. Магнитогорска // Электротехнические системы и комплексы. 2013. № 21. С. 199–204.

References

1. Suvorova I., Cherepanov V., Basmanov V. Peculiarity of Determination of Economic Current Density Values for 6–35 kV Power Lines under Modern Conditions. *Applied Mechanics and Materials*. 2015;792:300–304. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AAM.792.300

2. Hamidjonov Z. Elements of power grid design. *Universum: Technical Sciences*. 2021;11-6(92):91–93. DOI: 10.32743/UniTech.2021.92.11.12563

3. Tanaka Y. Current density distribution, limiting current density and saturation current density in an ion-exchange membrane electro dialyzer. *Journal of Membrane Science*. 2002;210(1):65–75 DOI: 10.1016/S0376-7388(02)00376-9

4. Bao X.Q., Jiao J.W., Wang Y.L. The complex correlation between current density and pore density based on non-SCR effects. *Electrochemistry Communications*. 2007;9(8):1991–1997. DOI: 10.1016/j.elecom.2007.05.014

5. Doyen A., Roblet C., Bazinet L., L'archevêque-Gaudet A. Mathematical sigmoid-model approach for the determination of limiting and over-limiting current density values. *Journal of Membrane Science*. 2014;452:453–459. DOI: 10.1016/j.memsci.2013.10.069

6. Zuyev E.N. [A glance at the problems of power transmission]. *Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotehnicheskaya promyshlennost'*. 2005;(2):2–8. (In Russ.)

7. Efent'yev S.N., Zuyev E.N. [Economic current intervals of wire cross-sections of overhead lines – yesterday, today, tomorrow]. *Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotehnicheskaya promyshlennost'*. 2005;(3):43–48. (In Russ.)

8. Fraysteter V.P., Martjanov A.S. The choice of economically sound section of wires and cable conductors of power lines during the design. *Oil Industry*. 2011;(4):117–121. (In Russ.)

9. Todirka S.N. [In Big Megapolis the Future of 20 kV Grids]. *Energoekspert*. 2010;(5):56–58. (In Russ.)

10. Nikitin A.V. [Selection of conductor cross-sections of rural power lines by economic current density in modern conditions]. *Vestnik of federal state educational institution of higher professional education “Moscow state agroengineering university named after V.P. Goryachkin”*. 2017;3(79):72–77. (In Russ.)

11. Gerkusov A.A. Development of the methodology for economical-mathematical modeling of overhead power lines for rated voltages of 110 kV and higher. *Elektrichestvo*. 2019;(6):13–25. (In Russ.) DOI: 10.24160/0013-5380-2019-6-13-25

12. Gerkusov A.A., Gabdulvalieva E.I. Economic correction of current densities in the wires of the existing overhead lines of 110–220 kV. *Proceedings of the higher educational institutions. Energy Sector Problems*. 2018;20(9–10):25–33. (In Russ.) DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-25-33

13. Taslimov A., Rakhimov F., Nematov L. et al. Economic load intervals for selecting 10 kV cable cross-sections for agricultural consumers. In: *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*; 2020. P. 012102. DOI: 10.1088/1757-899X/883/1/012102

14. Karkhov A.N. Methods for evaluating the cost-effectiveness of innovative projects in nuclear power. *Atomic Energy*. 2009;107(6):363–368.

15. Malyshkina E.P., Minin D.A., Avis O.U. [Comparative analysis of the effectiveness of the key rate and refinancing rate application by the Bank of Russia]. *Ekonomika i sotsium*. 2014;3-2(12):459–466. (In Russ.)

16. Savina N.V., Tsys D.A. Expediency Assessment of the Application of Methods Economic Current Density and Economic Current Intervals in Modern Conditions. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2017;17(1):34–41. (In Russ.) DOI: 10.14529/power170105

17. Suvorova I.A., Cherepanov V.V. Determination of economic current density in the current conditions for lines 6–35 kV. *International Research Journal*. 2013;6-1(13):95–96. (In Russ.)
18. Vasin V.P., Mayorov A.V., Shuntov A.V. On economic current density and cable sizing for 20 kV city power lines. *Energobezопасnost' i energosberezheniye*. 2016;(6):24–28. (In Russ.) DOI: 10.18635/2071-2219-2016-6-24-28
19. Sultanov R.A., Pak V.E., Yakubova E.E. et al. [Analysis of the methodology for selecting overhead power line wire cross-sections using economic current density]. *Nauchnyy zhurnal*. 2019;7(41):60–62. (In Russ.)
20. Kornilov G.P., Nuzhdin A.V., Kondrashova Y.N., Khramshin T.R., Turishev A.Yu. *Raschet ekonomicheskoy plotnosti toka i vybor ratsional'nogo secheniya dlya elektricheskikh setey s uchetom ekonomicheskikh pokazateley* [Calculation of economic current density and the choice of a rational cross-section for electrical networks, taking into account economic indicators]. Certificate of state registration of computer program RU 2017616976; decl. 26.04.2017; publ. 21.06.2017.
21. Karandaev A.S., Kornilov G.P., Karandaeva O.I. et al. The analysis of the thermal power plant equipment reliability with the frequency changers introduction. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2009;34(167):16–22. (In Russ.)
22. Gracheva E., Alimova A. Calculation methods and comparative analysis of losses of active and electric energy in low voltage devices. In: *Proceedings – 2019 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2019, Chelyabinsk, 01–03 October 2019*. Chelyabinsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2019. P. 361–367. DOI: 10.1109/URALCON.2019.8877627
23. Smolovik S.V., Ivanov S.A., Kuznetsov A.A. et al. Optimization of wind farm parallel operation with the power grid. In: *Proceedings of the 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2021, Moscow, January 26–28, 2021*. Moscow, 2021. P. 1554–1557. DOI: 10.1109/ElConRus51938.2021.9396081
24. Gracheva E.I., Fedorov O.V. Forecasting reliability electrotechnical complexes of in-plant electric power supply taking into account low-voltage electrical apparatuses. In: *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2019, Sochi, March 25–29, 2019*. Sochi, 2019. P. 8743057. DOI: 10.1109/ICIEAM.2019.8743057
25. Olencki A., Belica D., Markiewicz J., Mróz P. Power network standards with implements IEEE-1459 Power Definitions. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020;96(3). DOI: 10.15199/48.2020.03.01
26. Zaslavets B.I., Bochkareva A.I., Alechin A.A. The analysis of the dynamics of power losses in electric grid of Magnitogorsk. *Elektrotekhnicheskiye sistemy i komplekсы*. 2013(21):199–204. (In Russ.)

Информация об авторе

Кондрашова Юлия Николаевна, канд. техн. наук, доц. кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия; rotjuil720@mail.ru.

Information about the author

Yuliya N. Kondrashova, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof., Department of Electric Power Industry, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia; rotjuil720@mail.ru.

Статья поступила в редакцию 18.01.2022; одобрена после рецензирования 22.02.2022; принята к публикации 14.03.2022.

The article was submitted 18.01.2022; approved after reviewing 22.02.2022; accepted for publication 14.03.2022.