DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-174-177 УДК 621.315 | Научная статья

Совершенствование подхода к расчету сечения токоведущих частей

Добрынин Е.В.[1], **Батищев А.М.**[2], **Деревяшкин М.В.**[2]
[1]ФГБОУ ВО «ПривГУПС», Самара, Россия; [2]ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
batischev_am@samnipi.rosneft.ru

Аннотация
Расчет и выбор сечения токоведущих частей производится в соответствии с Правилами устройств электроустановок (ПУЭ). При выборе и проверке сечения проводов по ПУЭ учитывается надежность электроснабжения в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях на установленный срок службы линии. Однако проверка сечения по экономической плотности тока использует значения, рассчитанные более 40 лет назад, когда соотношение стоимости проводов и электроэнергии отличалось от современных. В статье рассматривается подход расчета экономической плотности тока и выбора сечения проводов на основании действующих цен.

Материалы и методы
Методы расчета сечения проводников.

Ключевые слова
воздушная линия, кабельная линия, выбор напряжения, выбор сечения провода, потери электроэнергии, экономическая плотность тока, стоимость электроэнергии, срок эксплуатации линии

Для цитирования
Добрынин Е.В., Батищев А.М., Деревяшкин М.В. Совершенствование подхода к расчету сечения токоведущих частей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 174–177. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-174-177

Поступила в редакцию: 19.11.2024

POWER ENGINEERING UDC 621.315 | Original Paper

Improving the approach to calculating the cross-section of live parts

Dobrynin E.V.[1], **Batishchev A.M.**[2], **Derevyashkin M.V.** [2]
[1]Volga Region State University of Railway Transport, Samara, Russia; [2]"SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia
batischev_am@samnipi.rosneft.ru

Abstract
Calculation and selection of the cross-section of current-carrying parts is performed in accordance with the Rules for Electrical Installations (PUE). When selecting and checking the cross-section of conductors according to PUE, the reliability of power supply in normal, emergency and post-emergency conditions for the established service life of the line is taken into account. However, the cross-section check by economic current density uses values calculated more than 40 years ago, when the ratio of wires and electricity costs differed from the modern ones. This article discusses the approach of calculating economic current density and selecting wire cross sections based on current prices.

Materials and methods
Methods for calculating the cross-section of conductors.

Keywords
overhead line, cable line, voltage selection, wire cross-section selection, power losses, economic current density, cost of electricity, line service life

For citation
Dobrynin E.V., Batishchev A.M., Derevyashkin M.V. Improving the approach to calculating the cross-section of live parts. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 174–177. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-174-177

Received: 19.11.2024

Передача электрического тока от источника к потребителю производится по проводам линий электропередач. Задачей линии электропередач является транзит электрической энергии в условиях окружающей среды и объектов с учетом нагрузки, надежности функционирования и минимизации потерь энергии. Для этого используются линии с напряжением от 220 В до 500 кВ и даже выше.

Выбор напряжения линии электропередачи определяется по мощности, которую необходимо передавать по этой линии. Поскольку мощность есть произведение тока на напряжение, то увеличение напряжения будет способствовать снижению величины тока. В свою очередь, потери в линии пропорциональны квадрату тока, а значит, снижение величины тока дает и снижение потерь. На стадии предпроектного исследования выбор уровня напряжения производится в соответствии с экономической целесообразностью. Ведь увеличение напряжения потребует и повышения класса изоляции, что приведет к удорожанию проекта. Кроме того, некоторые виды потерь (на корону, утечка по изоляторам) с ростом напряжения также увеличатся, что и закладывается в технико-экономические расчеты.

Физически линия электропередач может быть реализована проводами воздушной линии без изоляции либо кабельной линией. Каждый из вариантов обладает своим преимуществом.

Воздушная линия — выполняется проводами, как правило, алюминиевыми без изоляции либо с изоляцией (СИП), подвешиваемыми на опорах. Преимуществом является относительно низкая стоимость проводов. Недостаток, точнее, ограничение — необходимо обеспечить возможность открытой прокладки линии. Реализуется в условиях открытой местности и вдоль улиц в населенных пунктах.

Кабельная линия — выполняется проводами как алюминиевыми, так и медными, в изоляции. Изоляция обеспечивает возможность компактного размещения фазных проводов, что позволяет прокладывать кабельную линию как воздушную (открыто по опорам), так и в ограниченных условиях (под землей или по ограждающим конструкциям зданий). Но наряду с большими возможностями в проведении линии в ограниченных условиях кабель имеет более высокую стоимость.

Рассмотрим задачу выбора сечения проводника, которая решается после выбора уровня напряжения, вида и способа прокладки линии электропередач. В соответствии с ПУЭ Глава 1.3 выбор сечения производится по нагреву с учетом перегрузки и ее длительности, а также токами в длительном режиме работы, с последующей проверкой по экономической плотности тока [1].

Как уже было сказано выше, прохождение тока по проводнику приводит к потерям электроэнергии. Однако эти потери не только создают дополнительные финансовые затраты, но и снижают срок службы системы электроснабжения. А именно, все потери электроэнергии, происходящие в токоведущих частях, переходят в тепло, вызывающее нагрев самих проводов.

Для воздушных линий, выполненных проводами без изоляции, избыточный нагрев может привести к потере механической прочности. Провода линии подвешены с натяжением, которое растягивает провод и создает внутреннее механическое напряжение в нем. Нагрев приводит к дополнительному увеличению расстояния между частицами, что также увеличивает длину провода, но и снижает предел прочности. То есть совместное влияние этих двух факторов может способствовать достижению критического значения, при котором провод потеряет свою механическую прочность. Особенно нагрев критичен для проводов контактных подвесок электрического транспорта, где контактный провод для обеспечения качественного токосъема должен иметь горизонтальное положение и минимум стрелы провеса, включая режим профилактического подогрева, предотвращающего образование гололеда [2, 3].

При отрицательных температурах нагрев проводов воздушной линии может играть и положительную роль. Снижение температуры приводит к уменьшению длины провода, а учитывая, что расстояние между жесткими точками крепления проводов (длина пролета) остается постоянным, то под действием силы тяжести натяжение провода увеличивается. Дополнительная механическая нагрузка при этом может происходить и за счет наледи, образуемой на проводах [4, 5]. Нагрев от потерь в случае сильно отрицательных температур может дать ослабление натяжения, что сохранит целостность линии.

Для изолированных проводов при положительных температурах нагрев сказывается на сроке службы изоляции. Старение изоляции — это процесс потери электрической прочности, происходящий в результате химических реакций внутри материала. Скорость старения изоляции зависит от вида материала и условий его эксплуатации: влажность, излучение, химически агрессивная среда, а также повышение температуры способствуют ускорению интенсивности этого процесса. Повышение температуры на 8 градусов ускоряет процесс в 2 раза.

Нагрев провода и его изоляции является процессом двухстороннего теплообмена, то есть электрическая энергия переходит в тепловую и повышает температуру до уровня, при котором количество тепла, отводимого от провода в окружающую среду, уравнивается с количеством производимого тепла. Следовательно, нагрев проводов зависит не только от сечения провода и величины тока, протекающего по нему, но и от условий его охлаждения.

Учитывая инерционность нагрева, обусловленную теплоемкостью самого провода, а также среды, где он проложен, получается, что процесс этот развивается во времени не мгновенно, а значит, допустимое значение тока, протекающего по проводнику, устанавливается с учетом времени его протекания и интервала повторяемости (следует учитывать, что охлаждение провода чаще всего происходит дольше, чем нагрев) [2].

Поэтому в ПУЭ прописаны требования к выбору сечения проводников по нагреву:

- по току короткого замыкания (время протекания зависит от времени срабатывания защиты);
- по току кратковременных циклов нагрузки общей длительностью периода до 10 мин и длительностью нагрузки не более 4 мин;
- по току послеаварийного режима (до 5 суток);
- по допустимому длительному току.

Согласно п. 1.3.25. «сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока». Экономическая плотность тока, А/мм^2, приведена в табл.1.3.36 и определяется в зависимости от:

- числа часов использования максимума нагрузки в год;
- материала провода (медь и алюминий);
- вида изоляции (бумажная, резиновая, поливинилхлоридная или пластмассовая).

Дополнительная проверка выполняется для линий по уровню напряжения, которое в конце линии не должно быть при нагрузке ниже допустимого значения (90 % от номинального).

На практике последовательность расчета рациональней выполнять не как в ПУЭ, а наоборот. То есть выбор сечения провода изначально производить по экономической плотности тока с последующей проверкой по допустимым значениям тока. Целесообразность такого подхода обусловлена следующими соображениями. С экономической точки зрения от сечения провода зависят два вида затрат:

- периодические, связанные с потерями электроэнергии;
- единовременные, капитальные вложения на покупку проводов.

Затраты на потери электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$З_{\Delta W} = I^2_{эф} \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot Ц_э \cdot T\,, \qquad (1)$$

где $I^2_{эф}$ — квадрат эффективного тока, протекающего по проводнику за расчетный период, А2; ρ — удельное сопротивление материала провода, Ом·мм^2/м; l — длина линии, м; S — сечение линии, мм^2; $Ц_Э$ — стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч; T — расчетный период, тыс. ч.

Стоимость линии электропередач складывается из стоимости самих проводов, крепежей и опорных конструкций, а также работы. При этом от сечения провода в достаточно широком диапазоне зависит только стоимость самого провода, а цена работ и других материалов не меняется. Поэтому в расчетах экономической плотности тока можно учитывать только стоимость самого провода в функции сечения: СПР=f(S). При этом зависимость стоимости провода от сечения прямо пропорциональная.

С ростом сечения потери и затраты на них будут снижаться, но стоимость провода увеличиваться. Следовательно, оптимальным вариантом будет тот, при котором их сумма будет минимальна. Сложение единовременных и периодических затрат правомерно, если их привести к единому знаменателю. То есть к жизненному циклу проекта — периоду времени T.

Расчетный период выбирается исходя из срока службы линии. Срок службы кабеля должен составлять не менее 25 лет и ограничивается сроком службы изоляции [6]. Для проводов контактной сети срок службы контактного провода ограничивается износом, вызванным проходом токоприемников, и составляет 30–50 лет [7]. Для проводов воздушной линии срок службы установлен 45 лет и выше в зависимости от фактического состояния [8].

Также необходимо учесть риск выхода линии из строя вследствие аварийных ситуаций и необходимости ее замены полностью или частично. Кроме аварийных ситуаций срок службы линии может быть ограничен функционированием объекта, для электроснабжения которого она будет использоваться. Например, питания скважин, время работы которых может составлять 15–40 лет [9].

$$З_{\Delta W} + \mathrm{С}_{\text{пр}} \to min \qquad (2)$$

$$I^2_{\text{эф}} \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot Ц_э \cdot T + f\left(S\right) \to min \qquad (3)$$

Минимум функции рассчитаем через производную по S:

$$\frac{d(I^2_{\text{эф}} \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot Ц_э \cdot T + f\left(S\right))}{dS} = 0 \qquad (4)$$

$$-I^2_{эф} \cdot \rho \cdot \frac{l}{S^2} \cdot Ц_э \cdot T + f'\left(S\right) = 0 \qquad (5)$$

Примем $Ц_{\text{пр}} = \frac{f'(S)}{l}$ — цена 1 м провода сечением 1 мм^2.

Тогда:

$$I^2_{\text{эф}} \cdot \frac{\rho}{S^2} \cdot Ц_э \cdot T = Ц_{\text{пр}} \qquad (6)$$

$$S = I_{\text{эф}} \cdot \sqrt{\frac{\rho \cdot Ц_э \cdot T}{Ц_{\text{пр}}}} \qquad (7)$$

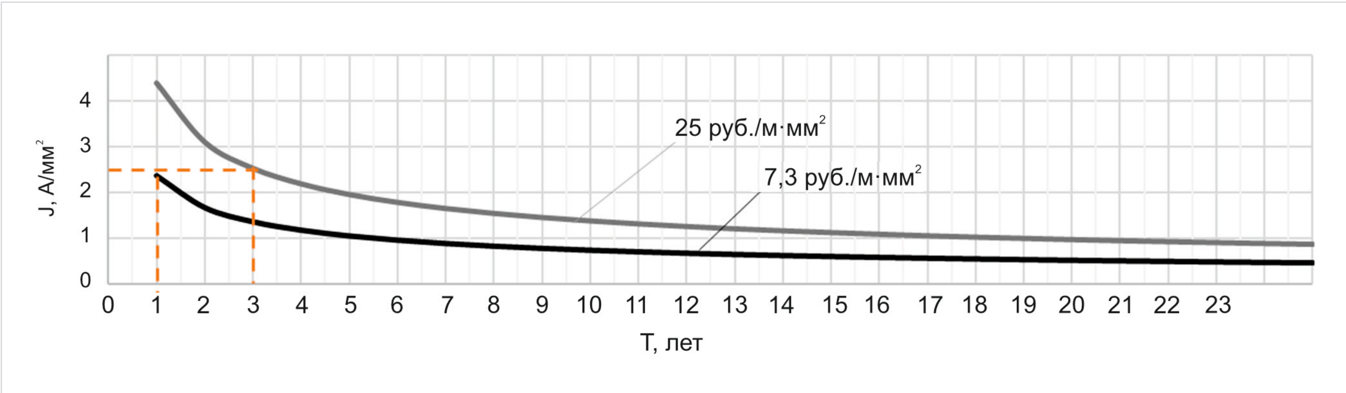

Рис. 1. График экономической плотности тока в зависимости от срока эксплуатации линии в диапазоне цен от 7,3 до 25 руб./м·мм²
Fig. 1. Graph of economic current density depending on the service life of the line in the price range from 7,3 to 25 руб./м·мм²

Согласно ПУЭ экономически целесообразное сечение вычисляется по формуле (8):

$$S = \frac{I}{J}, \tag{8}$$

где J — нормированное значение экономической плотности тока.

Исходя из выражения (7) получаем, что плотность тока равна:

$$J = \sqrt{\frac{Ц_{пр}}{\rho \cdot Ц_э \cdot T}}$$

Сравним полученное значение с нормативами, приведенными в ПУЭ табл.1.3.36. Примем для линии 10 кВ медный кабель со сроком службы 25 лет. Стоимость провода зависит от сечения и конструктивного исполнения. Одножильный кабель с полиэтиленовой изоляцией стоит в диапазоне 7,3–25 руб./м·мм² в зависимости от производителя, класса изоляции, наличия экрана, брони и т.п. [10].

Стоимость электроэнергии в сети класса СН2 зависит от тарифа, ценовой категории и мощности потребителя. Предельный уровень свободных нерегулируемых цен для потребителей мощностью до 670 кВт по первой ценовой категории в октябре 2024 по Самаре составил 8,87 руб./кВт·ч без НДС [11].

На график рисунка 1 выведен диапазон экономической плотности тока в зависимости от срока эксплуатации линии. Согласно действующим на момент исследования ценам, экономическая плотность тока значений из ПУЭ попадает в диапазон использования линии 1–3 года.

Это означает, что при длительном использовании линии с завышенной плотностью тока эксплуатационные затраты сделают эту линию экономически нецелесообразной. Отклонение сечения в любую сторону от расчетного экономического значения будет означать увеличение приведенных затрат. Если увеличить сечение проводов, то это приведет к повышению капитальных вложений на стадии строительства объекта.

Итоги

На основании приведенного примера расчетов предлагается использовать при выборе сечения следующий подход:

- выполнить анализ рынка проводниковой продукции и определить среднюю цену провода в соответствии с назначением и классом напряжения;
- определить стоимость электроэнергии для проектируемого объекта;
- определить срок эксплуатации линии с учетом риска выхода ее из строя;
- рассчитать эффективный рабочий ток нагрузки линии с учетом перспективы его изменения на принятый срок эксплуатации;
- рассчитать сечение по формуле (7);
- выбрать ближайшее к расчетному значению сечение из стандартного ряда и проверить его по токам нагрузки в режимах, указанных в ПУЭ, и падению напряжения в конце линии.

Выводы

Использование предложенного подхода не противоречит основным позициям ПУЭ, но позволяет сэкономить до 15 % приведенных годовых затрат на покупку и эксплуатацию проводной линии.

Литература

1. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.
2. Богданова К.В., Добрынин Е.В. Математическая модель автоматизированной системы профилактического подогрева проводов контактной сети // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. 2024. № 2. С. 42–47.
3. Патент № 2800142 С1. Система профилактического подогрева контактной сети. Добрынин Е.В., Богданова К.В. Патентообладатель(и): СамГУПС. 2023. 8 с.
4. Добрынин Е.В., Батищев А.М., Гузитаева М.А. Контроль обледенения проводов линий электропередач // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 9. С. 89–93.
5. Харитонова Т.В., Табаков О.В. Своевременное выявление гололедных отложений на проводах контактной сети при помощи цифровой системы // Вестник транспорта Поволжья. 2023. № 1. С. 45–49.
6. ГОСТ 31996-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2013. 40 с.
7. ГОСТ Р 55647-2013. Провода контактные из меди и ее сплавов для электрифицированных железных дорог. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2014. 12 с.
8. ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2019. 43 с.
9. Шагалин Р.Р., Антипин Ю.В., Якубов Р.Н. Анализ сроков службы вертикальных скважин Арланского месторождения при различных условиях их эксплуатации // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 172–178.
10. Сайт компании ООО «Сбыт-Энерго» URL: https://sbytenergo.ru/tarify/ (дата обращения: 18.11.2024).
11. Сайт компании ООО «Роскаб» URL: https://rscable.ru/catalog/kabeli_silovye/ (дата обращения: 18.11.2024).

ENGLISH

Results

Based on the given calculation example, it is proposed to use the following approach when selecting a cross-section:

- analyze the market for conductor products and determine the average price of a wire in accordance with its purpose and voltage class;
- determine the cost of electricity for the designed facility;
- determine the service life of the line taking into account the risk of its failure;
- calculate the effective working load current of the line taking into account the prospect of its change for the accepted service life;
- calculate the cross-section using formula (7);
- select the cross-section closest to the calculated value from the standard series and check it for load currents in the modes specified in the Electrical Installation Code and the voltage drop at the end of the line.

Conclusions

The use of the proposed approach does not contradict the main provisions of the Electrical Installation Code, but allows saving up to 15% of the reduced annual costs of purchasing and operating a wire line.

References

1. Electrical Installation Rules: 7th edition (PUE) / Glavgosenergonadzor of Russia. Moscow: Publishing House of ZAO Energoservis, 2007, 610 p. (In Russ).
2. Bogdanova K.V., Dobrynin E.V. Mathematical model of an automated system for preventive heating of contact network wires. Vestnik Rostovskogo Gosudarstvennogo Universiteta Putey Soobshcheniya, 2024, issue 2, P. 42–47. (In Russ).
3. Patent № 2800142 C1 System of preventive heating of the contact network. Dobrynin E.V., Bogdanova K.V. Proprietor(s): Samara State Transport University. 2023, 8 p. (In Russ).
4. Dobrynin E.V., Batishchev A.M., Guzitaeva M.A. Control over the wire icing process at power supply lines. Oil. Gas. Innovations, 2021, issue 9, P. 89–93. (In Russ).
5. Kharitonova T.V., Tabakov O.V. Timely detection of ice deposits on contact network wires using a digital system. Vestnik transporta Povolzhya, 2023, issue 1, P. 45–49. (In Russ).
6. GOST 31996-2012 Power cables with plastic insulation for rated voltage of 0,66; 1 and 3 kV. General specifications. Moscow: Standartinform, 2013, 40 p. (In Russ).
7. GOST R 55647-2013. Copper and copper alloys trolley wires for electric railways. Specifications. Moscow: Standartinform, 2014, 12 p. (In Russ).
8. GOST 839-2019 Non-insulated conductors for overhead power lines. Specifications. Moscow: Standartinform, 2019, 43 p. (In Russ).
9. Shagalin R.R., Antipin Yu.V., Yakubov R.N. Analysis of the service life of vertical wells of the Arlan field under various operating conditions. Electronic scientific journal Oil and Gas Business, 2012, issue 3. P. 172–178. (In Russ).
10. Website of the company “Sbyt-Energo” LLC. URL: https://sbytenergo.ru/tarify/ (accessed: 11.18.2024). (In Russ).
11. Website of the company “Roscable” LLC. URL: https://rscable.ru/catalog/kabeli_silovye/ (accessed: 11.18.2024). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Добрынин Евгений Викторович, к.т.н., заведующий кафедрой «Электроснабжение железнодорожного транспорта» ФГБОУ ВО «ПривГУПС», Самара, Россия

Батищев Арсений Михайлович, к.т.н., ведущий инженер, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
Для контактов: batischev_am@samnipi.rosneft.ru

Деревяшкин Максим Вадимович, главный специалист, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Dobrynin Evgeniy Viktorovich, ph.d. of engineering sciences, head of the department of Electricity for Railway Transport, Volga Region State University of Railway Transport, Samara, Russia

Batishchev Arseniy Mihajlovich, ph.d. of engineering sciences, leading engineer, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia
Corresponding authors: batischev_am@samnipi.rosneft.ru

Derevyashkin Maxim Vadimovich, chief specialist, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia