

УДК 621.3.052.3

DOI 10.62595/1819-5245-2025-2-56-66

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Ю. А. РУДЧЕНКО, Д. И. ЗАЛИЗНЫЙ, П. В. ЛЫЧЕВ

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Рассмотрены методика и программное обеспечение, разработанные для оценки пропускной способности низковольтных электрических сетей, что позволит на практике, в условиях роста электропотребления обоснованно принимать решение о возможности подключения к сети новых потребителей или увеличении мощности существующих. Методика оценки пропускной способности основана на расчете электрических и тепловых параметров, характеризующих работу электрической сети в наихудшем режиме, и сравнении их с допустимыми значениями. Основными критериями оценки являются допустимые потери напряжения в сети и допустимые температуры нагрева проводов воздушных линий электропередачи, силовых кабелей, а также силового трансформатора подстанции. Применительно к низковольтным электрическим сетям сформулированы два термина – пропускная способность электрической сети и запас пропускной способности электрической сети.

Ключевые слова: пропускная способность, электрическая сеть, населенный пункт, потери напряжения, температура нагрева, программное обеспечение.

Для цитирования. Рудченко, Ю. А. Методика оценки пропускной способности низковольтных электрических сетей / Ю. А. Рудченко, Д. И. Зализный, П. В. Лычев // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2025. – № 2 (101). – С. 56–66. – DOI 10.62595/1819-5245-2025-2-56-66

METHODOLOGY FOR ASSESSING THE CAPACITY OF LOW-VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS

Y. A. RUDCHENKO, D. I. ZALIZNY, P. V. LICHOV

*Sukhoi State Technical University of Gomel,
the Republic of Belarus*

The article considers the methodology and software developed for assessing the capacity of low-voltage electrical networks, which will practically allow in conditions of increasing electricity consumption, to make a reasonable decision on the possibility of connecting new consumers to the network or increasing the capacity of existing ones. The methodology for assessing the capacity is based on calculating the electrical and thermal parameters characterizing the operation of the electrical network in the worst mode, and comparing them with the permissible values. The main criteria for assessing are the permissible voltage losses in the network and the permissible heating temperatures of the wires of overhead power lines, power cables, and the power transformer of the substation. With regard to low-voltage electrical networks, two terms are formulated - the capacity of the electrical network and the reserve capacity of the electrical network.

Keywords: through - put capacity, electrical network, locality, voltage losses, heating temperature, software.

For citation. Rudchenko Y. A., Zalizny D. I., Lichov P. V. Methodology for assessing the capacity of low-voltage electrical networks. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2025, no. 2 (101), pp. 56–66 (in Russian). DOI 10.62595/1819-5245-2025-2-56-66

Введение

В последние годы в Республике Беларусь наблюдается рост электропотребления потребителей частного жилого фонда, в том числе и в сельской местности [1, 2]. Электроэнергия используется для отопления, подогрева воды, водоснабжения, канализации, кондиционирования воздуха и других нужд, предполагающих наличие мощного электрооборудования. В СТП 33240.20.178-20 [3] для таких потребителей введен термин «Комплексное использование электроэнергии (КИЭ)».

Потребители с КИЭ дополнительно увеличивают нагрузку на электрическую сеть населенного пункта, в результате чего ее пропускная способность может оказаться недостаточной. Это приведет либо к недопустимому снижению показателей качества электроэнергии у ряда потребителей, либо к перегреву проводов или силового трансформатора на подстанции. Поэтому работники служб электрических сетей перед выдачей разрешения потребителю на КИЭ должны оценить пропускную способность всей сети, подключенной к силовому трансформатору, от которого питается данный потребитель.

Электрические сети частных населенных пунктов, как правило, имеют значительную разветвленность. От каждой магистральной линии электропередачи (ЛЭП) могут отходить несколько ответвлений к другим ЛЭП, и на любом участке возможны подключения бытовых абонентов или других потребителей. При этом значения нагрузок в разных точках сети изменяются случайно в зависимости от времени суток, дня недели, сезона года и других факторов. Оценить приближенно пропускную способность сети в таких условиях вряд ли представляется возможным. Очевидно, что для этого требуется специальное программное обеспечение.

Цель представленных исследований – разработать методику и программное обеспечение, позволяющие оценивать пропускную способность низковольтных электрических сетей.

Анализ литературных источников

Формулировки термина «пропускная способность электрической сети» в научной литературе и в учебных пособиях встречаются достаточно редко. В [4] дано определение: «Пропускная способность – это технологически максимально допустимая величина мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем». В [5] формулируется определение для пропускной способности ЛЭП: «...обычно понимают максимальную активную мощность, которую можно передавать в достаточно длительном установившемся режиме с учетом технических ограничений». Здесь же в качестве условий ограничения рассматриваются: «... предел по передаваемой мощности, допустимый ток по условиям нагрева проводов линии и допустимые потери напряжения». Как правило, все эти определения относятся к уровню энергосистемы и не дают однозначных формулировок по пропускной способности низковольтных электрических сетей.

В технических нормативно-правовых актах приводится ряд требований к проектированию и условиям эксплуатации низковольтных электрических сетей, которые должны учитываться при оценке пропускной способности сети. В ТКП 385-2022 [6] представлены требования к допустимым потерям напряжения в ЛЭП: не более 8 % для сетей 0,4 кВ.

По ГОСТ 32144-2013 [7] минимальное напряжение на зажимах потребителя в сетях 0,4 кВ должно быть не ниже 10 % от номинального значения, т. е. $0,9 \cdot 220 = 198$ В. Однако контроль допустимых потерь напряжения автоматически учитывает эти требования ГОСТа.

Допустимые температуры для проводов зависят от материала их изоляции или от материала изоляторов, на которых они крепятся (для неизолированных проводов). В основном значения длительно допустимой температуры равны либо 90 °С – для проводов с изоляцией из сшитого полиэтилена, либо 70 °С – для остальных марок проводов [8].

В ГОСТ 14209-85 [9] содержатся требования по допустимым температурам силовых масляных трансформаторов: длительно допустимая температура обмоток равна 98 °С, а масла – 95 °С.

Методика оценки пропускной способности электрических сетей в настоящий момент в нормативных документах отсутствует. Имеются лишь методики расчета нагрузок потребителей, приведенные в [3, 4]. Очевидно, что для определения параметров, характеризующих пропускную способность электрической сети, нужно первоначально провести расчет режимов ее работы.

Низковольтные электрические сети в сельских населенных пунктах характеризуются несимметрией нагрузок по фазам. Это значит, что расчеты в них необходимо выполнять полностью для всех фаз и нулевого провода. Однако существующие программные продукты, такие как RastrWin и Mustang, позволяют проводить расчеты только для трехфазных трехпроводных электрических сетей с симметричной нагрузкой, что затрудняет их использование для оценки пропускной способности сетей 0,4 кВ частной жилой застройки. Кроме того, в этих программах отсутствуют расчеты тепловых процессов в проводах и силовых трансформаторах.

Таким образом, задача разработки алгоритмов и создания программного продукта, позволяющего выполнять оценку пропускной способности электрических сетей, является актуальной и востребованной.

Методика оценки пропускной способности

Из источников литературы и очевидных следствий законов электротехники можно заключить, что пропускная способность низковольтной электрической сети должна определяться по трем основным критериям:

- допустимым потерям напряжения в ЛЭП;
- допустимым температурам проводов;
- допустимой загрузке силовых трансформаторов.

Авторами данной статьи предлагается следующее определение пропускной способности для низковольтных сетей. *Пропускная способность электрической сети* – это качественная оценка наихудшего режима ее работы, характеризующегося максимальной мощностью, которая передается потребителям этой сети. Если в данном режиме потери напряжения в линиях электропередачи и температуры проводов не превышают своих допустимых значений, а силовой трансформатор работает в режиме допустимой систематической нагрузки, то пропускной способности электрической сети зднсь достаточно. В противном случае ее не хватает.

Предлагается также рассматривать понятие запаса пропускной способности сети. *Запас (резерв) пропускной способности электрической сети* – это количественная оценка режима работы электрической сети относительно конкретного потребителя, численно равная максимально допустимому значению мощности нагрузки потребителя, при котором пропускная способность сети является достаточной.

Задача определения пропускной способности электрической сети многофакторна, так как для оценки требуется провести расчет не только электрических параметров, характеризующих режим работы сети, но также и тепловых характеристик основных ее элементов.

На кафедре «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого создан программный продукт LineCapacity, позволяющий оценивать пропускную способность низковольтных электрических сетей с воздушными ЛЭП [11].

Программа LineCapacity выполняет электрические и тепловые расчеты для максимальных и минимальных нагрузок в сети. Результаты расчетов отображаются непосредственно на схеме сети, а также в окне основных результатов (рис. 1).

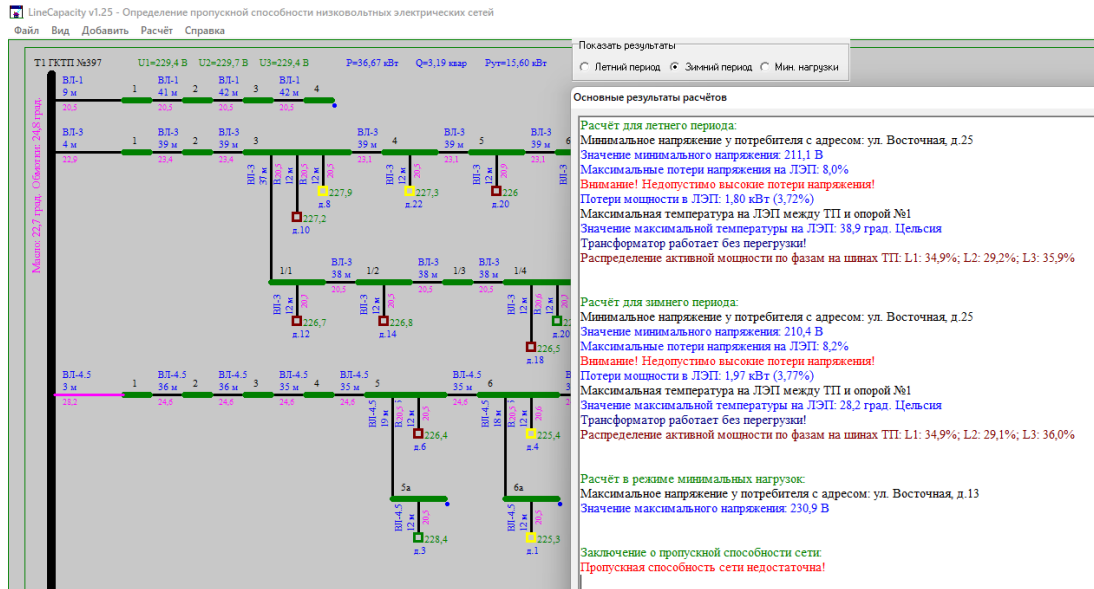


Рис. 1. Окна программы LineCapacity с результатами расчета

Значения напряжений, токов в ветвях, мощностей и других электрических величин, характеризующих режим работы электрической сети, определяются на базе матричного метода узловых потенциалов с использованием комплексных чисел [10]:

$$[\varphi] \cdot [A] \cdot [g] \cdot [A]^T = -[A] \cdot [g] \cdot [E], \quad (1)$$

где $[\varphi]$ – матрица узловых потенциалов; $[A]$ – узловая матрица (матрица инцидентий); $[g]$ – диагональная матрица проводимостей ветвей; $[E]$ – матрица ЭДС ветвей.

Расчеты выполняются для полной схемы замещения трехфазной сети с учетом всех ответвлений проводов (в том числе и нулевого провода) к потребителям, т. е. для любых ситуаций несимметричности нагрузок в сети. С целью повышения точности расчетов учтена зависимость сопротивления проводов от их температуры.

Максимальные потери напряжения в ЛЭП $\Delta U_{\max}$ определяются по формуле

$$\Delta U_{\max} = \frac{U_{\text{ТП}k} - U_{\text{nmink}}}{U_{\text{ТП}k}} 100, \%, \quad (2)$$

где k – номер фазы, на которой наблюдается минимальное значение напряжения на потребителе; $U_{\text{ТП}k}$ – фазное напряжение на шинах ТП на k -й фазе; U_{nmink} – минимальное значение напряжения на потребителе на k -й фазе.

Значения температур наиболее нагретых точек изоляции проводов $\theta_{\text{пр}}$ ЛЭП программа LineCapacity рассчитывает следующим образом:

$$\theta_{\text{пр}} = (R_{\text{т.из}} + R_{\text{т.окр}}) R_{\text{эл.пр}} \cdot I^2 + \theta_{\text{окр}}, \quad (3)$$

где $R_{\text{т.из}}$ – тепловое сопротивление изоляции провода, °C/Вт; $R_{\text{т.окр}}$ – тепловое сопротивление окружающей среды, °C/Вт; $R_{\text{эл.пр}}$ – электрическое сопротивление одной жилы провода, Ом; I – ток в одной жиле провода, А; $\theta_{\text{окр}}$ – температура воздуха, °C.

Температуры наиболее нагретых точек обмоток и масла силового трансформатора определяются в соответствии с ГОСТ 14209-85 [9].

Температура обмоток трансформатора $\theta_{\text{обм}}$ имеет три слагаемых:

$$\theta_{\text{обм}} = \vartheta_{\text{м}} + \vartheta_{\text{обм.м}} + \theta_{\text{окр}} = \theta_{\text{м}} + \theta_{\text{окр}}, \quad (4)$$

где $\vartheta_{\text{м}}$ – превышение температуры масла трансформатора над температурой окружающей среды (воздуха); $\vartheta_{\text{обм.м}}$ – превышение температуры обмоток над температурой масла; $\theta_{\text{м}}$ – температура наиболее нагретой точки масла трансформатора; $\theta_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды.

Установившееся значение величины $\vartheta_{\text{м}}$ рассчитывается по следующим формулам:

$$\begin{cases} K = \frac{S}{S_{\text{ном}}}; \\ d = \frac{\Delta P_{\text{к.ном}}}{\Delta P_{\text{хх}}}; \\ \vartheta_{\text{м.уст}} = \vartheta_{\text{м.ном}} \left(\frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x, \end{cases} \quad (5)$$

где K – текущий коэффициент загрузки трансформатора; S – текущая мощность нагрузки трансформатора; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора; $\Delta P_{\text{к.ном}}$ – номинальные потери короткого замыкания трансформатора; $\Delta P_{\text{хх}}$ – номинальные потери холостого хода трансформатора; $\vartheta_{\text{м.ном}}$ – номинальное значение превышения температуры масла трансформатора над температурой окружающей среды; d , x – дополнительные коэффициенты.

В соответствии с ГОСТ 14209-85 для трансформаторов с системой охлаждения «М» $\vartheta_{\text{м.ном}} = 60$ °C; $x = 0,9$.

Слагаемое $\vartheta_{\text{обм.м}}$ определяется по формуле

$$\vartheta_{\text{обм.м}} = \vartheta_{\text{обм.м.ном}} \cdot K^y, \quad (6)$$

где $\vartheta_{\text{обм.м.ном}}$ – номинальное значение превышения температуры обмоток трансформатора над температурой масла; y – дополнительный коэффициент.

Исходя из ГОСТ 14209-85 для трансформаторов с системой охлаждения «М» $\vartheta_{\text{обм.м.ном}} = 23$ °C; $y = 1,6$.

Алгоритм расчета нестационарных значений превышения температуры масла над температурой окружающей среды выглядит следующим образом:

$$\vartheta_{mi} = \vartheta_{m.уст} + (\vartheta_{mi-1} - \vartheta_{m.уст})e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}, \quad (7)$$

где i – номер интервала расчета; Δt – период дискретизации; τ – тепловая постоянная времени трансформатора.

Согласно ГОСТ 14209-85 для трансформаторов с системой охлаждения «М» тепловая постоянная времени $\tau = 3$ ч.

Так как в формуле (7) начальные условия, т. е. ϑ_{m0} , задаются произвольно (как правило, $\vartheta_{m0} = 0$), то все расчеты нужно повторить циклически несколько раз, используя в качестве ϑ_{m0} значение, полученное на последней ступени. Это процедура устранения ошибки начальных условий.

Помимо температур для определения режима работы трансформатора необходимо также учитывать суточный тепловой износ его изоляции $T_{и.сут}$. Этот параметр также рассчитывается по ГОСТ 14209-85:

$$T_{и.сут} = \frac{24}{\sum_{i=1}^{48} 2^{\frac{\theta_{обм i} - 98}{6}}}, \text{ ч}, \quad (8)$$

где i – номер интервала расчета; $\theta_{обм i}$ – расчетные значения температуры обмоток трансформатора.

При оценке пропускной способности электрической сети предлагается выделять три режима работы силового трансформатора: без перегрузки, с допустимой перегрузкой и с аварийной перегрузкой. В табл. 1 показаны условия для каждого из этих режимов.

Таблица 1

Условия для режимов силового трансформатора

Режим трансформатора	Условия
Без перегрузки	$(\theta_{обм} < 98 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ AND } (\theta_m < 95 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ AND } (T_{и.сут} < 24 \text{ ч})$
С допустимой перегрузкой	$((\theta_{обм} \geq 98 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ OR } (\theta_m \geq 95 \text{ }^{\circ}\text{C})) \text{ AND } \text{ AND } (\theta_{обм} < 140 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ AND } (\theta_m < 115 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ AND } (T_{и.сут} \leq 24 \text{ ч})$
С аварийной перегрузкой	$(\theta_{обм} > 140 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ OR } (\theta_m > 115 \text{ }^{\circ}\text{C}) \text{ OR } (T_{и.сут} > 24 \text{ ч})$

Ограничением для пропускной способности электрической сети необходимо считать только режим с аварийной перегрузкой силового трансформатора.

Расчет пропускной способности электрической сети

Пропускная способность электрической сети рассчитывается в программе Line-Saracity по двум критериям:

- критерию допустимых потерь напряжения;
- критерию допустимой перегрузки силового трансформатора.

Третий критерий – по допустимой температуре проводов – требует множества итераций, что привело бы к значительной длительности проведения расчетов даже на современных компьютерах. Кроме того, первые два критерия выступают главными ограничителями запаса пропускной способности сети в подавляющем большинстве случаев.

Для определения запаса пропускной способности сети по критерию допустимых потерь напряжения в ЛЭП в программе LineCapacity реализован алгоритм, предполагающий следующую последовательность действий:

1. Составление расчетной схемы электрической сети и ввод исходных расчетных данных.
2. Формирование расчетной схемы замещения и определение ее параметров.
3. Расчет напряжений в узлах схемы.
4. Определение точки электрической сети с наиболее низким уровнем напряжения.
5. Определение потерь напряжения от шин источника питания до этой точки.
6. Сравнение найденного значения потерь напряжения с допустимым значением (8 %).
7. Вывод результатов оценки запаса пропускной способности сети.

Предлагаемый алгоритм не требует использования многих итераций и базируется на линейной интерполяции некоторых зависимостей.

В основе алгоритма лежит гипотеза о том, что зависимость напряжения в узлах электрической сети от мощности нагрузки потребителей в некотором диапазоне имеет квазилинейный характер. Для проверки этой гипотезы в программе LineCapacity проведен расчет режимов электрической сети одного из населенных пунктов Жлобинского района. По результатам расчета минимальное напряжение наблюдалось у потребителя со следующим адресом: улица Гагарина, дом 24, который подключен к фазе № 3 ВЛИ-2 (находится в конце линии). Значение минимального напряжения для этого потребителя равно $U_{24} = 212,0$ В. Напряжение на шинах источника питания (фаза № 3) составило: $U_{\text{тп}} = 222,4$ В. Максимальные потери напряжения в электрической сети: $\Delta U_{\text{max}} = 4,7$ %.

Запас пропускной способности определялся для потребителя с таким адресом, как: ул. Комарова, дом 99, который подключен к фазе № 3 ВЛИ-1. С помощью программы LineCapacity была определена зависимость напряжений в некоторых узлах электрической сети от номинальной мощности нагрузки этого потребителя P_{99} . Результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета режимов работы электрической сети

$P_{99\text{ном}}$, кВт	$P_{99\text{факт}}$, кВт	U_{99} , В	U_{24} , В	U_{89} , В	$U_{\text{тп}}$, В	ΔU_{max} , %
0	0	219,0	212,0	215,4	222,4	4,7
1	0,97	217,0	211,6	213,8	222	4,7
3	2,81	212,9	210,8	210,6	221,2	4,8
5	4,51	209	210,1	207,6	220,4	5,8
7	6,09	205,2	209,4	204,6	219,6	6,8
9	7,56	201,6	208,7	201,8	218,9	7,9
11	8,92	198,1	208	199	218,2	9,2
13	10,18	194,7	207,3	196,3	217,5	10,5
15	11,35	191,4	206,7	193,7	216,8	11,7

Примечание: U_{89} – напряжение в узле подключения нагрузки потребителя по адресу: ул. Комарова, дом 89, который находится в конце ВЛИ-1 и подключен к фазе № 3; $P_{99\text{ном}}$ – номинальное (заданное) значение нагрузки потребителя по адресу: ул. Комарова, дом 99; $P_{99\text{факт}}$ – фактическое (рассчитанное) значение нагрузки потребителя по адресу: ул. Комарова, дом 99.

По расчетным данным были построены зависимости $U = f(P)$ для ряда узлов электрической сети. Результаты показаны на рис. 2.

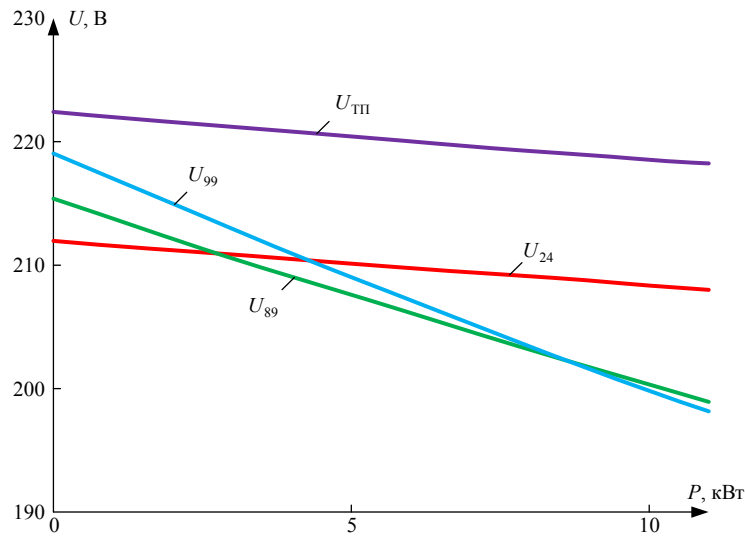


Рис. 2. Графики зависимостей $U = f(P)$ для ряда узлов электрической сети

Как видно из графиков, приведенных на рис. 2, зависимости имеют характер, близкий к линейному.

Для определения запаса пропускной способности сети в программе LineCapacity реализуется следующая последовательность:

1. Расчет режимов электрической сети.

2. Потребителю, для которого проводится расчет допустимой мощности, присваивается значение активной мощности нагрузки $P_{(2)}$, равное:

$$P_{(2)} = P_{(1)} + 5 \text{ кВт}, \quad (9)$$

где $P_{(1)}$ – исходное значение мощности нагрузки потребителя, для которого проводился расчет режима работы электрической сети на первом шаге.

3. Повторный расчет режимов работы электрической сети для значения мощности нагрузки потребителя $P_{(2)}$. Здесь определяются опорные точки электрической сети, т. е. точки, в которых может наблюдаться наименьший уровень напряжения. Такими точками являются: узел подключения нагрузки, для которой определяется допустимая мощность; узел подключения нагрузки с минимальным уровнем напряжения в исходном режиме работы электрической сети; узел подключения нагрузки, находящейся на той же фазе и на той же магистрали ЛЭП (в конце линии), что и потребитель, для которого определяется допустимая мощность.

4. Расчет значений мощностей нагрузок потребителей P_i , при которых в опорных точках сети потери напряжения в ЛЭП будут равны 8 %:

$$P_i = P_{(1)} + \frac{(U_{i(1)} - 0,92 \cdot U_{\text{ТП}(1)})(P_{(2)} - P_{(1)})}{(U_{i(1)} - 0,92 \cdot U_{\text{ТП}(1)}) - (U_{i(2)} - 0,92 \cdot U_{\text{ТП}(2)})}, \quad (10)$$

где i – номер опорной точки в сети; $U_{i(1)}$ и $U_{i(2)}$ – значения напряжений i -й опорной точки сети на первом и втором шагах расчета; $U_{\text{ТП}(1)}$ и $U_{\text{ТП}(2)}$ – значения напряжений

на шинах ТП на фазе, к которой подключен рассматриваемый потребитель, на первом и втором шагах расчета.

Расчет допустимой мощности потребителя $P_{\text{доп}}$ осуществляется из условия:

$$P_{\text{доп}} = \begin{cases} P_i > 0; \\ P_i = \min. \end{cases} \quad (11)$$

В соответствии с критерием допустимой перегрузки силового трансформатора в программе LineCapacity выполняется следующая последовательность действий:

1. Расчет температур трансформатора по формулам (4)–(7).
2. Повышение значений всех ступеней расчетного графика загрузки трансформатора на 0,5 %.
3. Повторный расчет по формулам (4)–(7) и сравнение максимальных температур трансформатора с их длительно допустимыми значениями.
4. Если трансформатор работает без перегрузки, то повтор этапов 2 и 3 циклически.
5. Присвоение допустимой мощности потребителя $P_{\text{доп}}$ значения полчасового максимума последнего графика загрузки трансформатора в циклах расчета.

Пример результатов расчета запаса пропускной способности сети, выдаваемых программой LineCapacity, представлен на рис. 3.

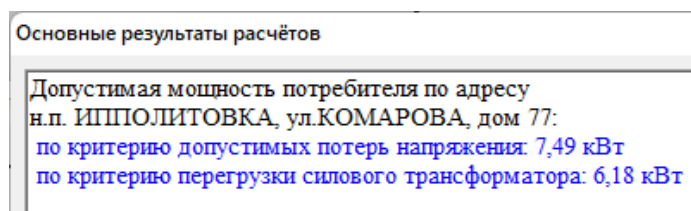


Рис. 3. Результаты расчета запаса пропускной способности электрической сети

В этом примере получены два значения допустимой мощности потребителя: 7,49 кВт – по критерию допустимых потерь напряжения и 6,18 кВт – по критерию перегрузки силового трансформатора. Если не планируется замена силового трансформатора, то в качестве окончательного следует принять меньшее из двух значений, т. е. в данном случае – 6,18 кВт.

Практические приложения предлагаемой методики

Описанная выше методика оценки пропускной способности низковольтной сети имеет два основных практических приложения:

- принятие решения о выдаче разрешения потребителю на подключение к электрической сети или на увеличение мощности потребления;
- разработка мероприятий по реконструкции электрической сети.

В рамках первого приложения инженерные работники служб электрических сетей на основе результатов, выданных программой LineCapacity, должны принять решение о выдаче разрешения потребителю. Здесь возникает неоднозначная ситуация, связанная с тем, что при недостаточной пропускной способности сети в режиме максимальных нагрузок напряжения на потребителях могут быть выше 198 В, т. е. соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013 [7]. Эта ситуация связана с тем, что допустимое значение потерь напряжения в ЛЭП, равное согласно ТКП-385-2022 [6] 8 %, явно занижено для задач эксплуатации сетей, и рассчитано, в первую очередь, на задачи их проектирования. Поэтому не исключено, что допустимое значение данного ограничителя пропу-

ской способности сетей для задач эксплуатации должно быть выше, или же нужно вообще отказаться от учета этого параметра. Отметим, что потери напряжения в ЛЭП не входят в список показателей качества электроэнергии в ГОСТ 32144-2013.

Вместе с тем потери напряжения в ЛЭП влияют на значение потерь мощности в сети, что может быть важным фактором для служб электрических сетей.

На основе вышеизложенного укажем, что перечисленные проблемы нуждаются в дальнейшем обсуждении и изучении.

Заключение

Таким образом, можно подчеркнуть, что разработанные алгоритмы и программное обеспечение позволяют проводить расчет пропускной способности электрической сети 0,4 кВ частной жилой застройки, и это дает возможность на практике обоснованно давать разрешение (либо отказ) на подключение новых потребителей или увеличение электрической нагрузки существующих.

Исследования выполнены в рамках НИР «Разработка методики оценки пропускной способности электрических сетей 0,4 кВ в условиях роста электропотребления бытовых потребителей частного жилого фонда» в сотрудничестве с РУП «Гомельэнерго».

Литература

1. Дуль, И. И. Новые подходы к построению распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ в сельской местности / И. И. Дуль, В. Ф. Кудряшов // Энергетическая стратегия. – 2022. – № 1. – С. 60–63.
2. Белорусы за полгода увеличили электропотребление для отопления и горячего водоснабжения в 1,4 раза // Энергетика Беларуси. Информационно-аналитическое издание Государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго». – 2024. – № 14 (538), 29 июля. – С. 2.
3. Электрические сети 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения. Порядок расчета электрических нагрузок : СТП 33240.20.178-20. – Введ. 01.03.2021. – Минск : ГПО «Белэнерго», 2021. – 96 с.
4. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг : постановление Правительства Рос. Федерации от 27.12.2004 г. № 861 : в ред. от 14 нояб. 2024 г. // ГАРАНТ : информ.-правовая система (дата обращения: 23.03.2025).
5. Федин, В. Т. Анализ пропускной способности линий электропередачи по различным факторам / В. Т. Федин, А. М. Зорич // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2001. – № 2. – С. 25–36.
6. Сети электрические распределительные сельские напряжением 0,38–10 кВ. Правила технического проектирования : ТКП 385-2022. – Взамен ТКП 385-2012 ; введ. 01.08.2022. – Минск : Минэнерго, 2022. – 98 с.
7. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения : ГОСТ 32144-2013. – Взамен ГОСТ 13109-97 ; введ. 01.04.2016. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 2016. – 20 с.
8. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия : ГОСТ 839-2019. – Взамен ГОСТ 839-80 ; введ. 01.01.2021. – Минск : Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь. – 2021. – 46 с
9. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки : ГОСТ 14209-85. – Взамен ГОСТ 14209-69 ; введ. 01.07.1985. – М. : Госстандарт СССР, 1985. – 38 с.

10. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники / Л. А. Бессонов. – М. : Высш. шк., 1996. – 638 с.
11. Автоматизация расчета режима низковольтной электрической сети / Д. И. Зализный, Ю. А. Рудченко, Д. И. Веремеева, Д. В. Сучков // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2025. – № 1 (100). – С. 104–115.

References

1. Dul' I. I., Kudryashov V. F. New approaches to the construction of electricity distribution networks 0.4-10 kV in rural areas. *Energeticheskaya strategiya*, 2022, no. 1, pp. 60–63 (in Russian).
2. Belarusians increased electricity consumption for heating and hot water supply 1.4 times in half a year. *Energetika Belarusi. Informatsionno-analiticheskoe izdanie Gosudarstvennogo proizvodstvennogo ob"edineniya elektroenergetiki «Belenergo»*, 2024, no. 14 (538), p. 2 (in Russian).
3. STP 33240.20.178-20. *Electric networks 0,38-110 kV of agricultural purposes. Procedure for calculating electrical loads*. Minsk, GPO Belenergo Publ., 2021. 96 p. (in Russian).
4. On Approval of the Rules for Non-Discriminatory Access to Electricity Transmission Services and Provision of These Services: Resolution of the Government of the Russian Federation of 27.12.2004, no. 861: revised from 14 November 2024. Federation from 27.12.2004 № 861: in edition from 14 November 2024. *GARANT: informatsionno-pravovaya sistema* (accessed 23.03.2025) (in Russian).
5. Fedin V. T., Zorich A. M. Analysis of transmission line capacity by various factors. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii i energeticheskikh ob"edinenii SNG*, 2001, no. 2, pp. 25–36 (in Russian).
6. TKP 385-2022. *Rural electric distribution networks with voltage 0,38-10 kV. Rules of technical design*. Minsk, Minenergo, 2022. 98 p. (in Russian).
7. GOST 32144-2013. *Electrical energy. Compatibility of technical means electromagnetic. Standards of quality of electric energy in power supply systems*. Minsk, Gosudarstvennyi komitet po standartizatsii Respubliki Belarus', 2014. 20 p. (in Russian).
8. GOST 839-2019. *Non-insulated wires for overhead power lines. Technical conditions*. Minsk, Gosudarstvennyi komitet po standartizatsii Respubliki Belarus', 2021. 46 p. (in Russian).
9. GOST 14209-85. *General purpose oil-filled power transformers. Permissible loads*. Moscow, Gosudarstvennyi komitet SSSR po standartam, 1985. 38 p. (in Russian).
10. Bessonov L. A. *Theoretical fundamentals of electrical engineering*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1996. 638 p. (in Russian).
11. Zaliznyi D. I., Rudchenko Yu. A., Veremeeva D. I., Suchkov D. V. Automation of low-voltage electrical network mode calculation. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2025, no. 1 (100), pp. 104–115 (in Russian).

Поступила 24.03.2024 г.