

ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ (ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ)

Научная статья

УДК 621.311

DOI: 10.53914/issn2071-2243_2022_2_53

**Оценка повышения надежности электроснабжения потребителя,
резервируемого с помощью системы накопления энергии**

Евгений Александрович Извеков^{1✉}, Владимир Владимирович Картавец²

^{1, 2}Воронежский государственный аграрный университет имени императора Петра I, Воронеж, Россия

¹izvek@yandex.ru[✉]

Аннотация. Надежность электрических распределительных сетей сельских территорий уступает аналогичным сетям городских территорий и промышленных предприятий, что обусловлено рассредоточенностью потребителей. Повышение надежности сельских электрических сетей возможно за счет реализации концепции Smart Grid, подразумевающей внедрение технологий и оборудования, позволяющих автоматически регулировать конфигурацию и режимы сети. Обоснована целесообразность применения системы накопления энергии (СНЭ) для резервирования электроснабжения социально значимых объектов сельской местности, относящихся к III категории надежности (например фельдшерско-акушерский пункт). Приведена характеристика годового потребления электроэнергии потребителем, рассмотрена схема его электроснабжения. Определены основные показатели надежности элементов системы электроснабжения потребителя, время нахождения отдельных элементов системы электроснабжения в нерабочем состоянии. Рассмотрены вероятностные характеристики времени отключения потребителя из-за аварийных ситуаций и при плановых перерывах электроснабжения. Рассчитаны: время автономного электроснабжения потребителя от СНЭ при аварийных и плановых перерывах электроснабжения; вероятность бесперебойной работы потребителя при авариях в элементах электрической сети и при плановых перерывах электроснабжения; время нахождения элементов сети в нерабочем состоянии при использовании СНЭ для резервирования питания потребителя. Выполнено сравнение времени нахождения элементов сети в нерабочем состоянии без СНЭ и при их использовании. Выявлено, что применение СНЭ для резервирования социально значимых объектов в сельской местности позволяет существенно повысить надежность их электроснабжения. Показано, что перенос плановых ремонтов на период минимального потребления электроэнергии потребителем приводит к повышению надежности электроснабжения. Предложенный алгоритм оценки повышения надежности электроснабжения потребителя, резервируемого с помощью СНЭ, может быть применен и для любых других социально значимых объектов с иными техническими характеристиками.

Ключевые слова: электрическая схема, электрическая сеть, система накопления электрической энергии (СНЭ), надежность работы, резервное питание

Для цитирования: Извеков Е.А., Картавец В.В. Оценка повышения надежности электроснабжения потребителя, резервируемого с помощью системы накопления энергии // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. 2022. Т. 15, № 2(73). С. 53–63. https://doi.org/10.53914/issn2071-2243_2022_2_53–63.

ELECTROTECHNOLOGIES AND ELECTRIC EQUIPMENT
IN AGRICULTURE (ENGINEERING SCIENCES)

Original article

**Evaluation of reliability improvement of electric power supply
to a consumer reserved with the help of an energy storage system**

Evgeniy A. Izvekov^{1✉}, Vladimir V. Kartavtsev²

^{1, 2}Voronezh State Agrarian University named after Emperor Peter the Great, Voronezh, Russia

¹izvek@yandex.ru[✉]

Abstract. The reliability of electric distribution networks in rural areas is inferior to similar networks of urban areas and industrial enterprises, which is due to the dispersion of consumers. Rural electric networks reliability improvement is possible through implementation of the Smart Grid concept, which supposes introduction of technologies and equipment that automatically adjust configuration and modes of the network. The expediency of using electric energy storage system (EESS) for reserving power supply to socially significant rural objects belonging to Category 3 from the point of view of reliability (for example, medical and obstetrical station) is substantiated. The characteristic of the annual electricity consumption by the consumer is given, the scheme of its power supply is considered. The main indicators of the reliability of the elements of the consumer's power supply system, the time spent by individual elements of the power supply system in an inoperable state are determined. Probabilistic characteristics of the consumer shutdown time due to emergency shutdowns and scheduled power supply interruptions are considered. The authors calculated the time of autonomous power supply of the

consumer from the EESS in case of emergency and planned interruptions of power supply; the probability of uninterrupted operation of the consumer in case of accidents in the elements of the electrical network and in case of planned interruptions of power supply; the time when the network elements are inoperable when using the EESS to reserve power to the consumer. The authors also compared the time spent by network elements in an inoperable state without EESS and when using them; revealed that the use of EESS for reserving socially significant objects in rural areas can significantly increase the reliability of their power supply, as well as that the postponement of planned repairs for the period of minimum electricity consumption by the consumer leads to an increase in the reliability of power supply. The proposed algorithm for assessing the increase in the reliability of power supply to the consumer, reserved with the help of EESS, can be applied to any other socially significant objects with other technical characteristics.

Keywords: electrical circuit, electrical network, electric energy storage system (EESS), operation reliability, reserve power supply

For citation: Izvekov E.A., Kartavtsev V.V. Evaluation of reliability improvement of electric power supply to a consumer reserved with the help of an energy storage system. *Vestnik of Voronezh State Agrarian University*. 2022;15(2):53-63. (In Russ.). https://doi.org/10.53914/issn2071-2243_2022_2_53-63.

Электрические распределительные сети сельских территорий отличаются более низкой надежностью по сравнению с аналогичными сетями городских территорий и сетями промышленных предприятий [10]. Связано это с рассредоточенностью потребителей по большой территории, и, как следствие, низкой плотностью нагрузки на сеть, а также большим количеством потребителей III категории надежности. Повышение надежности сельских электрических сетей возможно за счет реализации концепции Smart Grid (интеллектуальные сети электроснабжения), подразумевающей внедрение технологий и оборудования, позволяющих автоматически регулировать конфигурацию и режимы сети [11]. Одним из важнейших элементов интеллектуальной сети электроснабжения является система накопления энергии [3]. Возможны разные варианты применения систем накопления энергии (СНЭ) [6, 7, 9].

Одним из вариантов применения СНЭ является их использование для резервирования социально-значимых объектов в сельской местности, характеризующейся низким уровнем надежности электроснабжения [5]. Например, фельдшерско-акушерский пункт (ФАП) по нормативам относится к самой низкой, III категории надежности, которая подразумевает, что перерыв в электроснабжении может достигать 24 ч [2]. Однако ФАП является социально значимым объектом для жителей населенного пункта, в котором он находится, поэтому перерыв в электроснабжении этого потребителя приведет к нарушению нормальной жизнедеятельности местного населения, более того, данный объект фактически является местом оказания первой медицинской помощи нуждающимся в ней гражданам, особенно людям пенсионного возраста, не имеющим возможности быстро добраться до районной больницы. Учитывая тот факт, что большая часть людей, проживающих в сельском населенном пункте, это люди пенсионного возраста, то прекращение работы ФАП приведет к нарушению нормальной жизнедеятельности целого населенного пункта и негативно отразится на здоровье местных жителей. Таким образом, хотя ФАП и относится к объектам III категории, следует принять меры по повышению надежности его электроснабжения как важного социально значимого объекта, что возможно осуществить при помощи СНЭ.

Проведем оценку степени повышения надежности электроснабжения социально значимого потребителя, резервируемого с помощью СНЭ на примере ФАП. Схема исследуемого участка сети, по которому осуществляется электроснабжение ФАП, представлена на рисунке 1, характер годового потребления электроэнергии ФАП – в таблице 1.

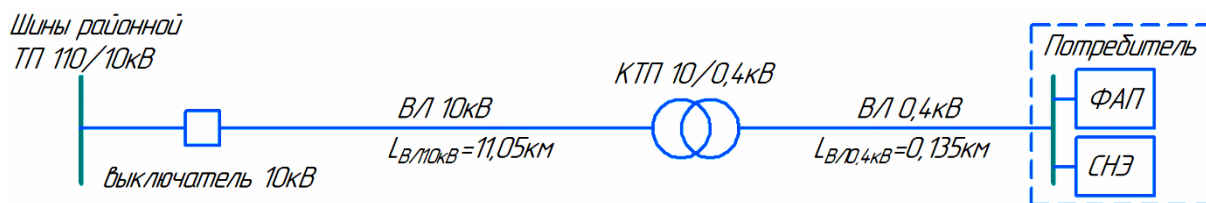


Рис. 1. Схема исследуемого участка электрической сети

Таблица 1. Статистические данные по годовому потреблению электроэнергии ФАП

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Потребление электроэнергии, W, кВт·ч	3947	4521	4666	2876	1531	987	421	397	573	1710	2956	3512

Основными показателями надежности элемента системы электроснабжения являются частота отключений элемента ω , (откл./год) и среднее время восстановления работы элемента после отключения τ , (ч/откл.). Значения показателей формируются на основе многолетних наблюдений за работой подобных элементов и обработки статистических данных. Показатели надежности основных элементов сельских распределительных сетей приведены в таблице 2 [1].

Таблица 2. Показатели надежности элементов системы электроснабжения

Наименование элемента сети	Частота отключений, ω , откл. /год		Среднее время восстановления, τ , ч/откл.	
	аварийных, ω_a	плановых, ω_n	аварийного отключения, τ_a	планового отключения, τ_n
ВЛ 0,4 кВ (на 1 км длины)	0,2	0,3	4	5
Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ	0,035	0,3	8	8
ВЛ 10 кВ (на 1 км длины)	0,25	0,25	6	5,8
Ячейки 10 кВ наружной установки	0,05	0,3	5	5

Самым ненадежным элементом системы электроснабжения являются линии электропередачи (ЛЭП) из-за их протяженности и влияния на них большого количества внешних воздействий. В сельских сетях 90–95% отключений приходится на ЛЭП. Трансформаторы повреждаются значительно реже, однако их отказ ведет к более тяжелым последствиям, а восстановление работоспособности требует длительного времени. Отказы коммутационных аппаратов происходят при отключении коротких замыканий, выполнении ими различных операций, а также в стационарном состоянии. Основная причина повреждений коммутационных аппаратов – механические повреждения, связанные с несовершенством конструкции, нарушением технологии изготовления или правил эксплуатации [8].

Анализ схемы сети, приведенной на рисунке 1, показывает, что аварийное отключение сети 0,4 кВ осуществляется при коротких замыканиях в сети 0,4 кВ автоматическим выключателем, установленным в РУ 0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ. Аварийное отключение сети 10 кВ осуществляется вакуумным выключателем, установленным в ячейке РУ районной подстанции в результате срабатывания релейной защиты при коротких замыканиях в сети. Плановые (преднамеренные) отключения проводятся по заранее разработанному графику в целях профилактических осмотров, ремонта и замены оборудования элементов электрической сети.

Расчет времени нахождения сети в нерабочем состоянии произведем из условия, что все рассматриваемые элементы расположены последовательно от источника до потребителя, что подразумевает прекращение электроснабжения потребителя при аварийном

отключении любого одного из элементов сети (рис. 1). Значения параметров приведенных в таблице 2 имеют вероятностный характер, поэтому на основе них можно рассчитать вероятное время нахождения элементов в состоянии аварийного отключения:

$$T_a = \omega_a \cdot \tau_a, \text{ (ч/год)}. \quad (1)$$

Рассчитаем вероятное время нахождения ВЛ 0,4кВ в нерабочем аварийном состоянии:

$$T_{aВЛ\ 0,4\ кВ} = \omega_{aВЛ\ 0,4\ кВ} \cdot l_{ВЛ\ 0,4\ кВ} \cdot \tau_{aВЛ\ 0,4\ кВ} = 0,2 \cdot 0,135 \cdot 4 = 0,108 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (2)$$

где $l_{ВЛ\ 0,4\ кВ}$ – длина участка линии 0,4 кВ, км.

Расчет остальных элементов сети проводим аналогичным образом, результаты расчета сведем в таблицу 3.

Таблица 3. Расчет вероятного времени нахождения элементов сети в нерабочем состоянии

Наименование элемента сети	Длина ВЛ, км	Аварийные отключения, T_a , ч/год	Коэффициент одновременности плановых отключений, g	Плановые отключения, T_p , ч/год
ВЛ 0,4 кВ	0,135	0,108	0,4	0,2025
Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ		0,28	Элемент с наибольшим временем восстановления	2,4
ВЛ 10 кВ	11,05	16,575	Базовый элемент	16,0225
Ячейка 10 кВ наружной установки		0,25	1	1,5
Потребитель		17,213		16,804

Общее время аварийных отключений потребителей определим как сумму времени аварийных отключений всех элементов сети.

Продолжительность преднамеренных отключений за год определяется с учетом того, что при ремонте электрооборудования обычно отключаются одновременно несколько взаимосвязанных элементов, ремонт которых осуществляется одновременно. Поэтому суммарная продолжительность преднамеренных отключений цепочки меньше суммы продолжительности ремонта отдельных элементов.

Продолжительность преднамеренных отключений отдельного элемента за год определяется по следующей формуле:

$$T_p = \omega_p \cdot \tau_p, \text{ (ч/год)}. \quad (3)$$

Продолжительность преднамеренных отключений группы последовательных элементов за год определяется по выражению [1]

$$T_p = \omega_B T_B + \omega_{\max}(T_{\max} - T_B) + \sum_{i=1}^n \omega_i T_i (1 - g), \quad (4)$$

где ω_B , T_B – частота отключения и среднее время восстановления базового элемента цепочки, в нашем случае ВЛ 10 кВ;

$\omega_{\max}$, $T_{\max}$ – частота отключения и среднее время восстановления элемента с наибольшим временем восстановления (КТП 10/0,4);

ω_i , T_i – частота отключения и среднее время восстановления остальных элементов;

g – коэффициент совпадения (относительная частота преднамеренных отключений остальных элементов по отношению к базовому).

Рассчитаем вероятное время перерывов электроснабжения потребителя, вызванных плановыми отключениями:

$$T_{пПотр} = 0,25 \cdot 11,05 \cdot 5,8 + 0,3(8 - 5,8) + 0,3 \cdot 0,135 \cdot 5(1 - 0,4) + 0,3 \cdot 5(1 - 1) = 16,804 \text{ ч/год}.$$

Общее время перерыва электроснабжения потребителя будет определяться как сумма времени нахождения всех элементов сети в аварийном нерабочем состоянии и суммы времени плановых отключений с учетом одновременности проведения плановых отключений.

$$T_{\text{нПотр}} = T_{\text{аПотр}} + T_{\text{пПотр}} = 17,213 + 16,804 = 34,017 \text{ ч/год} . \quad (5)$$

Из результатов расчетов, приведенных в таблице, видно, что вероятное время отключения потребителя вследствие аварийных ситуаций составляет 17,213 ч/год, время плановых отключений – 16,804 ч/год, вероятное суммарное время прекращения электроснабжения – более 34 ч/год. Наиболее уязвимым и соответственно менее надежным элементом исследуемой сети является линия 10 кВ, на нее приходится более 90% времени отключений.

Рассмотрим вероятностные характеристики временного интервала отключения одного из элементов сети при возникновении аварийной ситуации на примере ВЛ 0,4 кВ. Известно, что распределение плотности вероятности продолжительности времени аварийного отключения элементов сети подчиняется экспоненциальному закону распределения:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} , \quad (6)$$

где t – продолжительность отключения, ч;

λ – параметр потока отказов.

Среднее время восстановления электроснабжения после аварии на ВЛ 0,4 кВ составляет $\tau_{\text{авЛ 0,4 кВ}} = 4$ ч на одно отключение, т.е. $t_{\text{ср}} = \tau_{\text{авЛ 0,4 кВ}} = 4$ ч, следовательно, величина параметра потока аварийных отказов ВЛ 0,4 кВ равна $\lambda = \ln(2)/t_{\text{ср}} = \ln(2)/4 = 0,1733$ [4].

Зная величину параметра потока аварийных отказов ВЛ 0,4 кВ, можно построить график распределения плотности вероятности продолжительности времени восстановления (отключения) ВЛ 0,4 кВ после аварии на ней (рис. 2).

Аналогичным образом рассчитываем параметры потока отказов и строим графики распределения плотности вероятности длительности аварийных отказов для остальных элементов сети (рис. 2).

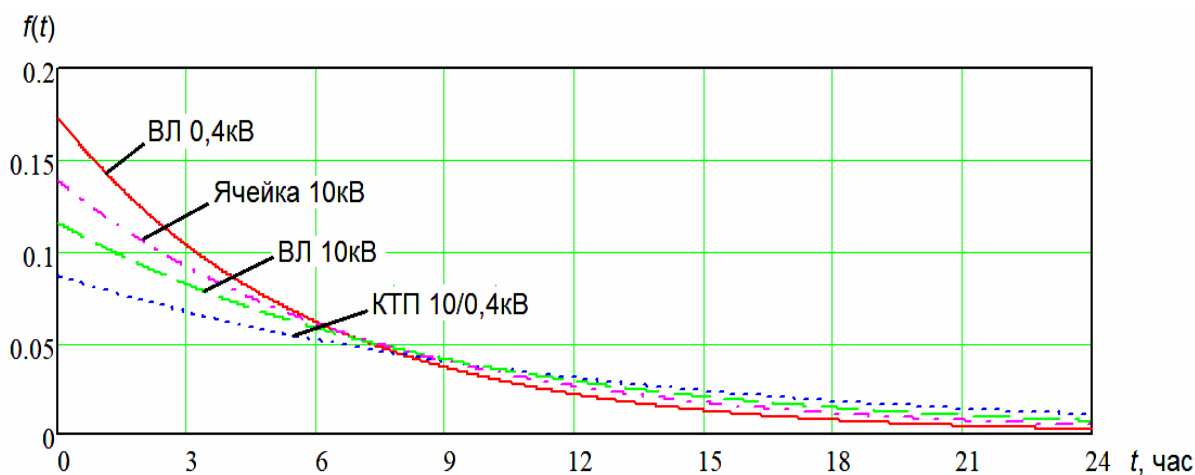


Рис. 2. График плотности вероятности продолжительности аварийных отключений элементов сети

Далее рассмотрим вероятностные характеристики временного интервала отключения элементов сети при плановых отключениях. Известно, что распределение плотности вероятности продолжительности времени отключения элементов сети подчиняется нормальному закону распределения:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-t_{cp})^2}{2\sigma^2}}, \quad (7)$$

где t – продолжительность отключения, ч;

t_{cp} – математическое ожидание продолжительности отключения, ч;

σ – среднеквадратическое отклонение;

σ^2 – дисперсия случайной величины.

Зная, что среднее время восстановления электроснабжения при плановых отключениях на ВЛ 0,4 кВ составляет $\tau_{пВЛ\ 0,4\ кВ} = 5$ часов на одно отключение (то есть $t_{cp} = \tau_{пВЛ\ 0,4\ кВ} = 5$ ч), а также что 99,7% вероятностных событий укладывается в диапазон $t_{cp} \pm 3\sigma$, и приняв среднеквадратическое отклонение равным $5/3 = 1,667$ ч, можно построить график распределения плотности вероятности продолжительности времени восстановления работоспособности ВЛ 0,4 кВ при плановых отключениях на ней (рис. 3). Аналогичным образом рассчитываем параметры потока отказов и строим графики распределения плотности вероятности длительности плановых ремонтов для остальных элементов сети (рис. 3).

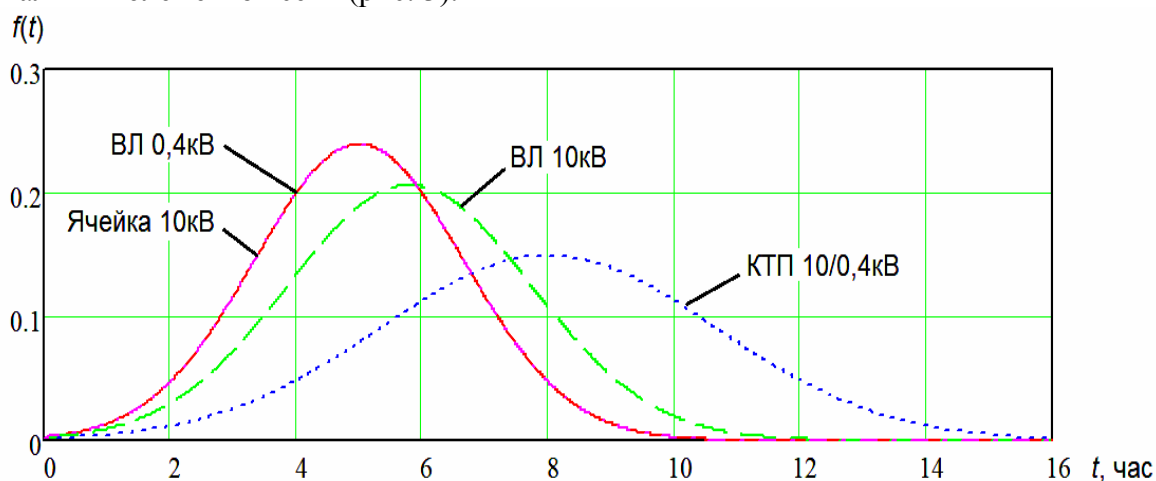


Рис. 3. График плотности вероятности продолжительности плановых отключений элементов сети

СНЭ, установленная у потребителя, способна резервировать питание при некоторых непродолжительных отключениях элементов сети. Продолжительность возможной автономной работы СНЭ в качестве резервного источника питания зависит от потребляемой электроприемниками мощности на момент аварийного отключения. Из характеристики потребителя, приведенной в таблице 1, известно, что величина потребляемой электроэнергии сильно изменяется по месяцам, поэтому расчет придется проводить для каждого месяца отдельно. Для примера возьмем месяц январь. Потребление электроэнергии в январе составило $W = 3947$ кВт·ч, что соответствует средней мощности потребления, равной

$$P_{cp} = \frac{W}{T} = \frac{3947}{720} = 5,482 \text{ кВт}, \quad (8)$$

где T – рассматриваемый период времени, ч (30 дней в месяце $\times$ 24 часа в сутках = 720 часов).

Зная среднюю мощность потребления электроэнергии в январе месяце, можно рассчитать продолжительность возможной автономной работы СНЭ в качестве резервного источника питания при средней мощности потребления:

$$t = \frac{W_{СНЭ}}{P_{cp}} = \frac{24}{5,482} = 4,38 \text{ часа}, \quad (9)$$

где $W_{СНЭ}$ – емкость аккумуляторной батареи СНЭ, кВт·ч.

Расчет показывает, что продолжительность возможной автономной работы СНЭ в качестве резервного источника питания при возникновении аварии в январе составит $t_{\text{СНЭ}} = 4,38$ ч. В то же время из графика, представленного на рисунке 2, видно, что есть вероятность возникновения отключений, продолжительность которых превышает 4,38 ч. Вероятность продолжительных аварийных отключений, превышающих время резервирования питания от СНЭ, определим по выражению [4]

$$F_a(t) = 1 - e^{-\lambda \cdot t_{\text{СНЭ}}} . \quad (10)$$

Для ВЛ 0,4 кВ:

$$F_{\text{авл } 0,4 \text{ кВ}}(t) = 1 - e^{-0,1733 \cdot 4,38} = 0,532.$$

Получившиеся значения отобразим на графике (рис. 4).

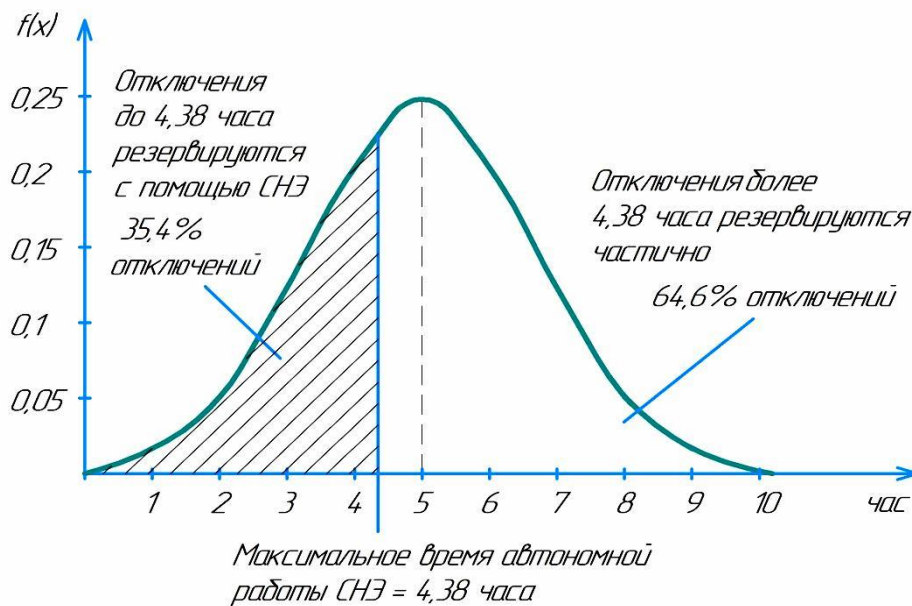


Рис. 4. График вероятности резервирования аварийного отключения ВЛ 0,4 кВ в январе

Таким образом, вероятность бесперебойной работы потребителя при авариях на ВЛ 0,4 кВ в январе составляет 53,2%. В 46,8% случаев СНЭ не сможет обеспечить резервное питание, однако время каждого из аварийных отключений сократится на 4,38 ч.

Вероятность продолжительных плановых отключений, превышающих время работы СНЭ, определим по выражению [4]:

$$F_{\text{пвл } 0,4 \text{ кВ}}(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^{t_{\text{СНЭ}}} e^{-\frac{(t-t_{\text{сп}})^2}{2\sigma^2}} dt. \quad (11)$$

Для ВЛ 0,4 кВ:

$$F_{\text{пвл } 0,4 \text{ кВ}}(t) = \frac{1}{1,667\sqrt{2\pi}} \int_0^{4,38} e^{-\frac{(t-5)^2}{2 \cdot 1,667^2}} dt = 0,354.$$

Получившиеся значения отобразим на графике (рис. 5).

Таким образом, вероятность бесперебойной работы потребителя при плановых отключениях ВЛ 0,4 кВ в январе составляет 35,4%. В 64,6% случаев СНЭ не сможет обеспечить резервное питание, однако время каждого планового отключения сократится на 4,38 ч. Аналогичные расчеты проведем для всех месяцев года.

Результаты расчета вероятности бесперебойной работы потребителя при авариях сведем в таблицу 4.

Результаты расчета вероятности бесперебойной работы потребителя при плановых отключениях сведем в таблицу 5.



Рис. 5. График вероятности резервирования плановых отключений ВЛ 0,4 кВ в январе месяца

Таблица 4. Расчет вероятности бесперебойной работы потребителя при авариях в элементах питающей сети

Месяц	Средняя мощность, $P_{ср}$, кВт	Время резервирования, $t_{снз}$, ч	Элемент сети			
			ВЛ 0,4 кВ	КТП 10/0,4 кВ	ВЛ 10 кВ	Ячейка 10 кВ
Январь	5,482	4,38	53,17	31,55	39,69	45,49
Февраль	6,279	3,82	48,44	28,18	35,69	41,12
Март	6,481	3,70	47,37	27,44	34,80	40,15
Апрель	3,994	6,01	64,70	40,57	50,04	56,52
Май	2,126	11,29	85,86	62,37	72,85	79,08
Июнь	1,371	17,51	95,19	78,04	86,76	91,17
Июль	0,585	41,05	99,92	97,14	99,13	99,66
Август	0,551	43,53	99,95	97,69	99,34	99,76
Сентябрь	0,796	30,16	99,46	92,66	96,93	98,47
Октябрь	2,375	10,11	82,64	58,32	68,87	75,35
Ноябрь	4,106	5,85	63,69	39,72	49,09	55,52
Декабрь	4,878	4,92	57,37	34,69	43,35	49,44

Таблица 5. Расчет вероятности бесперебойной работы потребителя при плановых отключениях элементов питающей сети

Месяц	Средняя мощность, $P_{ср}$, кВт	Время резервирования, $t_{снз}$, ч	Элемент сети			
			ВЛ 0,4 кВ	КТП 10/0,4 кВ	ВЛ 10 кВ	Ячейка 10 кВ
Январь	5,482	4,38	35,4	8,6	23	35,4
Февраль	6,279	3,82	23,8	5,7	15,2	23,8
Март	6,481	3,70	21,6	5,2	13,7	21,6
Апрель	3,994	6,01	72,6	22,6	54,2	72,6
Май	2,126	11,29	100	89	99,6	100
Июнь	1,371	17,51	100	99,8	100	100
Июль	0,585	41,05	100	100	100	100
Август	0,551	43,53	100	100	100	100
Сентябрь	0,796	30,16	100	100	100	100
Октябрь	2,375	10,11	99,8	78,4	98,6	99,8
Ноябрь	4,106	5,85	69,4	20,9	50,9	69,4
Декабрь	4,878	4,92	48	12,3	32,3	48

Вероятность бесперебойной работы потребителя при отключениях элементов питающей сети за год определим как среднеарифметическое вероятностей за двенадцать месяцев. Расчет проведем для всех элементов питающей сети. Результаты расчета сведем в таблицу 6.

Таблица 6. Вероятности бесперебойной работы потребителя

Вероятность бесперебойной работы при:	Элемент сети			
	ВЛ 0,4 кВ	КТП 10/0,4 кВ	ВЛ 10 кВ	Ячейка 10 кВ
- аварийных отключений	74,81	57,37	64,71	69,31
- плановых отключений	72,55	53,54	65,63	72,55

Произведем расчет времени нерабочего состояния потребителя при использовании СНЭ для резервирования его работы при аварийных отключениях элементов питающей сети. Расчет проведем на примере ВЛ 0,4 кВ:

$$T_{\text{авл 0,4 кВ СНЭ}} = T_{\text{авл 0,4кВ}} \frac{100 - F_{\text{авл 0,4 кВ}}}{100}, \quad (12)$$

где $F_{\text{авл 0,4 кВ}}$ – вероятность бесперебойной работы потребителя при аварийных отключениях ВЛ 0,4 кВ;

$T_{\text{авл 0,4 кВ}}$ – продолжительность аварийного отключения ВЛ 0,4 кВ.

$$T_{\text{нвл 0,4 кВ СНЭ}} = 0,108 \frac{100 - 74,81}{100} = 0,0272 \text{ ч/год.}$$

Для остальных элементов питающей сети расчет произведем аналогично. Общее время аварийных отключений потребителей определим как сумму времени аварийных отключений всех элементов сети. Результаты расчета сведем в таблицу 6.

Расчет продолжительности плановых отключений произведем по формуле

$$T_{\text{пПотрСНЭ}} = \omega_{\text{Б}} T_{\text{Б}} \frac{100 - F_{\text{пБ}}}{100} + \omega_{\text{макс}} (T_{\text{макс}} - T_{\text{Б}}) \left(\frac{100 - F_{\text{пмакс}}}{100} \right) + \\ + \sum_{i=1}^n \omega_i T_i (1 - g) \left(\frac{100 - F_{\text{пи}}}{100} \right), \quad (13)$$

где $F_{\text{пБ}}$ – вероятность бесперебойной работы потребителя при аварийных отключениях базового элемента сети (ВЛ 10 кВ);

$F_{\text{пмакс}}$ – вероятность бесперебойной работы потребителя при аварийных отключениях элемента с наибольшим временем восстановления (КТП 10/0,4);

$F_{\text{пи}}$ – вероятность бесперебойной работы потребителя при аварийных отключениях остальных элементов сети.

$$T_{\text{пПотрСНЭ}} = 0,25 \cdot 11,05 \cdot 5,8 \frac{100 - 65,63}{100} + 0,3(8 - 5,8) \left(\frac{100 - 53,54}{100} \right) + 0,3 \cdot 0,135 \times \\ \times 5(1 - 0,4) \left(\frac{100 - 72,55}{100} \right) + 0,3 \cdot 5(1 - 1) \left(\frac{100 - 72,55}{100} \right) = 5,8477 \text{ ч/год.}$$

Результат расчета сведем в таблицу 7.

Таблица 7. Расчет вероятного времени нахождения элементов сети в нерабочем состоянии при использовании СНЭ

Наименование элемента сети	Длина ВЛ, км	Аварийные отключения, $T_{\text{а}}$, ч/год	Коэффициент одновременности, g	Плановые отключения, $T_{\text{п}}$, ч/год
ВЛ 0,4 кВ	0,135	0,0272	0,4	0,0556
Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ		0,1194	элемент с наибольшим временем восстановления	1,1150
ВЛ 10 кВ	11,05	5,849	базовый элемент	5,5077
Ячейка 10 кВ наружной установки		0,0767	1	0,4118
Потребитель		6,0722		5,8477

Общее время перерыва электроснабжения потребителя с учетом времени резервирования с помощью СНЭ будет определяться как сумма времени нахождения всех элементов сети в аварийном нерабочем состоянии и суммы времени плановых отключений с учетом одновременности проведения плановых отключений.

$$T_{\text{нПотрСНЭ}} = T_{\text{аПотрСНЭ}} + T_{\text{пПотрСНЭ}} = 6,0722 + 5,8477 = 11,92 \text{ ч/год.} \quad (14)$$

Сравнивая результаты расчета, приведенные в таблицах 2 и 6, можно увидеть, что использование СНЭ для резервирования питания ФАП в период аварийных и плановых отключений позволяет существенно снизить время перерывов электроснабжения, а это значит, что надежность социально значимого объекта существенно повышается. Время перерывов электроснабжения при аварийных отключениях снижается на 74,81% при отключениях ВЛ 0,4 кВ, на 57,37% при отключениях КТП 10/0,4 кВ, на 64,71% при отключениях ВЛ 10 кВ, на 69,31% при отключениях ячейки 10 кВ на районной подстанции. Общее вероятное время аварийных отключений сокращается на 64,74% с 17,213 ч/год до 6,07 ч/год. Вероятное время плановых отключений сокращается на 65,2% с 16,804 ч/год до 5,848 ч/год. Общее время отключения потребителя сокращается на 22,097 ч и составит 11,92 ч/год.

Также из приведенных выше расчетов видно, что в летние месяцы происходит полное 100% резервирование потребителя, а в зимний период лишь частичное резервирование отключений. Связано это с тем, что в летние месяцы потребление электроэнергии потребителем снижается по сравнению с пиковым потреблением в зимний период. То есть при проведении соответствующих организационных мероприятий, направленных на перенос плановых ремонтов элементов сети на месяцы с минимальным потреблением электроэнергии, общее вероятное время перерывов электроснабжения значительно сократится.

Выводы

Применение СНЭ для резервирования социально значимых объектов в сельской местности позволяет существенно повысить надежность их электроснабжения. Приведенный пример расчета резервирования сельского ФАП показал, что вероятное время аварийных отключений сокращается на 64,74%, вероятное время плановых отключений – на 65,2, общее время плановых и аварийных отключений – на 64,96%.

Дополнительным фактором повышения надежности электроснабжения резервируемого с помощью СНЭ потребителя является проведение организационных мероприятий, направленных на перенос плановых ремонтов на период минимального потребления электроэнергии потребителем.

Предложенный алгоритм оценки повышения надежности электроснабжения потребителя, резервируемого с помощью СНЭ, может быть применен и для других социально-значимых объектов с иными техническими характеристиками.

Список источников

1. Анищенко В.А., Колосова И.В. Основы надежности систем электроснабжения: пособие для студентов вузов. Минск: БНТУ, 2007. 151 с.
2. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. 2-е изд. Ростов н/Д: Феникс, 2008. 720 с.
3. ГОСТ Р 58092.3.1-2020. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Проектирование и оценка рабочих параметров. Общие требования. Москва: Стандартинформ, 2020. 39 с.
4. Зорин В.В., Тисленко В.В., Клеппель Ф., Адлер Г. Надежность систем электроснабжения: пособие для студентов вузов. Киев: Вища школа, Головное изд-во, 1984. 192 с.
5. Извеков Е.А., Дерканосова Н.М. Обоснование режимов работы систем накопления энергии // Энергоэффективность и энергосбережение в современном производстве и обществе: Материалы международной научно-практической конференции. Воронеж: ФГБОУ ВО Воронежский ГАУ, 2021. Ч. I. С. 385–392.
6. Извеков Е.А., Помогаев Ю.М. Анализ влияния режима электропотребления на снижение потерь электроэнергии в электрической сети с накопителем энергии // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. 2019. Т. 12, № 2(61). С. 92–101.

7. Литий-ионные батареи и системы накопления энергии [Электронный ресурс] // ООО «РЭНЕРА» – отраслевой интегратор в области систем накопления электроэнергии. URL: <https://www.renera.ru/> (дата обращения: 12.11.2021).
8. Прусс В.Л., Тисленко В.В. Повышение надежности сельских электрических сетей. Ленинград: Энергоатомиздат : Ленинградское отд-ние, 1989. 208 с.
9. Системы Накопления Энергии, технологическая инжиниринговая компания [Электронный ресурс] // Технологическая инжиниринговая компания ООО «Системы накопления энергии». URL: <http://estorsys.ru/> (дата обращения: 12.11.2021).
10. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с.
11. Colthorpe A. Energy Vault asks investors to bet on pre-commercial gravity storage tech ahead of NYSE listing // Energy Storage News. URL: <https://www.energy-storage.news/energy-vault-asks-investors-to-bet-on-pre-commercial-gravity-storage-tech-ahead-of-nyse-listing/>.

References

1. Anishchenko V.A., Kolosova I.V. Osnovy nadezhnosti sistem elektrosnabzheniya: posobie dlya studentov vuzov [Fundamentals of reliability of power supply systems: a manual for graduate students]. Minsk: Belarusian National Technical University; 2007. 151 p. (In Russ.).
2. Gerasimenko A.A. Peredacha i raspredelenie elektricheskoy energii. 2-e izd. [Transmission and distribution of electric energy. 2nd ed. Rostov-on-Don: Phoenix; 2008. 720 p. (In Russ.).
3. GOST R 58092.3.1-2020. Sistemy nakopleniya elektricheskoy energii (SNEE). Proektirovanie i otsenka rabochikh parametrov. Obshchie trebovaniya [Electric energy storage (EES) systems. Planning and performance assessment. General requirements]. Moscow: Standartinform; 2020. 39 p. (In Russ.).
4. Zorin V.V., Tislenko V.V., Kleppel' F., Adler G. Nadezhnost' sistem elektrosnabzheniya: posobie dlya studentov vuzov [Reliability of power supply systems: a manual for graduate students]. Kiev: Vishcha shkola, Head Office; 1984. 192 p. (In Russ.).
5. Izvekov E.A., Derkanosova N.M. Obosnovanie rezhimov raboty sistem nakopleniya energii [Justification of operating modes of energy storage systems]. Energoeffektivnost' i energosberezhenie v sovremennom proizvodstve i obshchestve. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Chast' I [Energy efficiency and Energy saving in Modern Production and society: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference. Part I]. Voronezh: Voronezh State Agrarian University Press; 2021:385-392. (In Russ.).
6. Izvekov E.A., Pomogaev Yu.M. Analiz vliyaniya rezhima elektropotrebleniya na snizhenie poter' elektroenergii v elektricheskoy seti s nakopitelem energii [Analysis of the impact of electric power consumption patterns on reducing the electric power losses in the electric network with a power storage unit]. Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta = Vestnik of Voronezh State Agrarian University. 2019;12(2):92-101. (In Russ.).
7. Pruss V.L., Tislenko V.V. Povyshenie nadezhnosti sel'skikh elektricheskikh setej [Improving the reliability of rural electric networks]. Leningrad: Energoatomizdat: Leningrad Office; 1989. 208 p. (In Russ.).
8. Sistemy Nakopleniya Energii, tekhnologicheskaya inzhiniringovaya kompaniya [Energy Storage Systems, technological engineering company]. Tekhnologicheskaya inzhiniringovaya kompaniya ООО "Sistemy Nakopleniya Energii" [Technological Engineering Company ООО "Sistemy Nakopleniya Energii"]. URL: <http://estorsys.ru/>. (In Russ.).
9. Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setej; pod red. D.L. Fajbisovicha. 4-e izd., pererab. i dop. [Handbook on the design of electrical networks; edited by D.L. Faibisovich. 4th ed., revised and enlarged]. Moscow: ENAS; 2012. 376 p. (In Russ.).
10. Litij-ionnye batarei i sistemy nakopleniya energii [Lithium-ion batteries and energy storage systems]. ООО "RENERA" – otraslevoj integrator v oblasti sistem nakopleniya elektroenergii [ООО "RENERA" is an industry integrator in the field of energy storage systems]. URL: <https://www.renera.ru/>. (In Russ.).
11. Colthorpe A. Energy Vault asks investors to bet on pre-commercial gravity storage tech ahead of NYSE listing. Energy Storage News. URL: <https://www.energy-storage.news/energy-vault-asks-investors-to-bet-on-pre-commercial-gravity-storage-tech-ahead-of-nyse-listing/>.

Информация об авторах

Е.А. Извеков – кандидат технических наук, доцент кафедры электротехники и автоматики ФГБОУ ВО «Воронежский государственный аграрный университет имени императора Петра I», izvek@yandex.ru.
В.В. Картавцев – кандидат технических наук, доцент кафедры электротехники и автоматики ФГБОУ ВО «Воронежский государственный аграрный университет имени императора Петра I», kartavtsev955@mail.ru.

Information about the authors

E.A. Izvekov, Candidate of Engineering Sciences, Docent, the Dept. of Electrical Engineering and Automation, Voronezh State Agrarian University named after Emperor Peter the Great, izvek@yandex.ru.
V.V. Kartavtsev, Candidate of Engineering Sciences, Docent, the Dept. of Electrical Engineering and Automation, Voronezh State Agrarian University named after Emperor Peter the Great, kartavtsev955@mail.ru.

Статья поступила в редакцию 24.02.2022; одобрена после рецензирования 21.04.2022; принята к публикации 12.05.2022.

The article was submitted 24.02.2022; approved after revision 21.04.2022; accepted for publication 12.05.2022.

© Извеков Е.А., Картавцев В.В., 2022