

Studies of reliability of power supply of the enterprise from the electric power system and autonomous loaded generators based on Markov processes

Basmanov V.G., Kholmanskikh V.M., Suntsov K.A.

Vyatka State University
Kirov, Russian Federation

Abstract. The purpose of this work is to substantiate the use of probabilistic components of the availability factor of the power supply system (PSS) of the enterprise consisting of a electric power system and autonomous loaded generators, to calculate overpayments for electricity. To achieve this purpose, operation of the PSS during the last 5 years was studied. The PSS was considered as a restored system which has spinning reserve. The process of the PSS functioning was represented by a simple non-branching graph with one repair team and described by systems of differential and algebraic equations. The solution of the latter allowed calculating the probability components of the PSS availability factor. The operating time of the PSS in a calendar year was calculated with a different number of serviceable generators. The method for calculating overpayment for electricity was proposed. The most significant result is the justification of the use of probability components of the PSS availability factor for assessing overpayment for electricity. The significance of the obtained results lies in the fact that the proposed formula for overpayment for electricity allows to estimate overpayment, identify main causes and recommend measures to reduce it. The reliability of the results is confirmed by the example of calculating overpayment for electricity for a real enterprise. The newly obtained indicators of generator reliability can be used in the analysis of overpayment by other enterprises, which have similar generators.

Keywords: PSS, autonomous generators, state graph, availability factor, overpayment for electricity, failure and recovery models.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2024.4-64.16>

UDC: 621.315.17

Cercetare privind fiabilitatea alimentării cu energie a unei întreprinderi din sistemul de energie electrică și generatoare autonome încărcate pe baza proceselor Markov

Basmanov V.G., Holmanskikh V.M., Sunțov K.A.

Universitatea de Stat din Veatka
Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Scopul lucrării este de a fundamenta utilizarea componentelor probabilistice ale factorului de disponibilitate a sistemului de alimentare cu energie (PSS) al întreprinderii constând dintr-un sistem de energie electrică și generatoare autonome încărcate, pentru a calcula supraplățile pentru energie electrică. Pentru a atinge acest scop, a fost studiată funcționarea PSS în ultimii 5 ani. PSS a fost considerat un sistem restaurat care are rezervă de rotație. Procesul de funcționare a PSS a fost reprezentat printr-un grafic simplu non-ramificat cu o singură echipă de reparații și descris prin sisteme de ecuații diferențiale și algebrice. Soluția acestuia din urmă a permis calcularea componentelor de probabilitate ale factorului de disponibilitate PSS. Timpul de funcționare al PSS într-un an calendaristic a fost calculat cu un număr diferit de generatoare deservite. A fost propusă metoda de calcul a supraplatei pentru energie electrică. Rezultatul cel mai semnificativ este justificarea utilizării componentelor de probabilitate ale factorului de disponibilitate PSS pentru evaluarea plății în exces pentru energie electrică. Semnificația rezultatelor obținute constă în faptul că formula propusă pentru supraplata energiei electrice permite estimarea supraplatei, identificarea principalelor cauze și recomandarea măsurilor de reducere a acesteia. Fiabilitatea rezultatelor este confirmată de exemplul calculării supra-plății pentru energie electrică pentru o întreprindere reală. Indicatorii nou obținuți ai fiabilității generatorului pot fi utilizați în analiza plăților în exces de către alte întreprinderi care au generatoare similare.

Cuvinte-cheie: sistem de alimentare cu energie electrică (PSS), generatoare autonome, grafic de stare, factor de disponibilitate, supraplată pentru electricitate, modele de defecțiune și recuperare.

Исследования надёжности электроснабжения предприятия от электроэнергетической системы и автономных нагруженных генераторов на основе Марковских процессов

Басманов В.Г., Холманских В.М., Сунцов К.А.

Вятский государственный университет

Киров, Российская Федерация

Аннотация. Целью данной работы является обоснование использования для расчёта переплаты за электроэнергию вероятностных составляющих коэффициента готовности системы электроснабжения (СЭС) предприятия, имеющей несколько источников электроэнергии, в качестве которых выступают электроэнергетическая система и автономные нагруженные генераторы. Для достижения поставленной цели исследовались статистические данные об отказах и восстановлениях генераторов Упрощенная СЭС рассматривалась как восстанавливаемая система. Потоки отказов и восстановлений её элементов являлись простейшими пуассоновскими. Расчет критериев Вилькоксона подтвердил однородность статистического материала как по отказам, так и по восстановлениям генераторов, что позволило объединить статистические данные в две отдельные выборки по отказам и восстановлениям, и рассчитать показатели надёжности генератора (интенсивности отказов и восстановлений). Математические модели отказов и восстановлений генераторов имеют экспоненциальный характер, что подтверждено расчетом критерия Колмогорова. Процесс функционирования СЭС изображался простым ветвящимся графом и описывался системами дифференциальных и алгебраических уравнений. Решение последних позволило рассчитать вероятностные составляющие коэффициента готовности СЭС для установившегося режима эксплуатации. Выполнен анализ физических, математических различий между статистическими и вероятностными значениями коэффициентов готовности. Рассчитано время работы СЭС в календарном году при разном количестве исправных генераторов. Предложен способ расчета переплаты за электроэнергию. Наиболее существенным результатом является обоснование использования для оценки переплаты за электроэнергию вероятностных составляющих коэффициента готовности упрощенной СЭС. Значимость полученных результатов состоит в том, что предлагаемая формула переплаты за электроэнергию позволяет оценить переплату в зависимости от надёжности генераторов, выявить главные причины и рекомендовать мероприятия по её снижению. Достоверность результатов подтверждена на примере расчета переплаты за электроэнергию для реального предприятия. Вновь полученные показатели надёжности генераторов могут быть использованы при анализе переплаты другими предприятиями с аналогичными генераторами.

Ключевые слова: СЭС, автономные генераторы, граф состояний, коэффициент готовности, переплата за электроэнергию, модели отказов и восстановлений.

ВВЕДЕНИЕ

В условиях развития современной энергетики одной из тенденций является внедрение объектов распределенной генерации крупными потребителями электроэнергии, что позволит обеспечить приемлемое качество электроэнергии и более высокую надёжность. Применение распределенной генерации растет быстрыми темпами во всем мире благодаря своим небольшим размерам, низкой стоимости и меньшему воздействию на окружающую среду при высоком потенциале [1-10]. Одним из направлений применения в качестве источников питания на промышленных предприятиях является использование газотурбинных, парогазовых, газопоршневых и паротурбинных электростанций [1-11].

На крупных предприятиях, как правило, электроснабжение осуществляется от сетевых организаций. Однако, может возникнуть ситуация, когда нагрузка на сетевую организацию в часы пик превышает заявленный максимум и тогда расчёт за электрическую энергию происходит по

повышенным тарифам. Поэтому для решения данной проблемы предприятия довольно часто используют собственные источники питания - автономные генераторы, работа которых в часы пик покрывает превышение заявленного максимума по мощности. Тем самым обеспечивая расчёт за электроэнергию в часы пик по льготным тарифам.

Кроме того, автономные генераторы часто эксплуатируются в нагруженном резерве, покрывая часть нагрузки не только в часы пик, но и в течение суток. Тогда итоговая сумма оплаты за электроэнергию существенно снижается при условии, что собственный тариф за электроэнергию, потреблённую от автономных генераторов, будет ниже, чем тариф от сетевой организации, а эксплуатационная надёжность генераторов будет не меньше надёжности сетевой организации.

Такая система электроснабжения (СЭС) с точки зрения надёжности является восстанавливаемой с нагруженным резервом.

Для её исследования используется хорошо разработанный и успешно апробированный на практике математический аппарат на базе

марковской модели с дискретным множеством состояний и непрерывным временем [12-14].

Автономные нагруженные генераторы в совокупности с распределительной сетью в современных научных журналах и технической литературе рассматриваются как изолированные микросети, способные экспортировать электроэнергию при определенных обстоятельствах, а также работать изолированно в чрезвычайных ситуациях

Способность микросетей работать изолированно от вышестоящей сети приводит к улучшению показателей надежности внутренних, а при некоторых обстоятельствах и внешних потребителей. Что касается внутренних потребителей, то снижается как частота, так и продолжительность перебоев [15].

Микросети все чаще интегрируются в распределительную сеть из-за их способности снижать высокие предельные потери в сети, уменьшать перегрузку сети или откладывать предстоящие обновления, повышать надежность и отказоустойчивость [16].

В [17] предлагается функциональность извлечения выгоды из растущего потенциала микрогенерации.

В [18] выполнен обзор микросетей с гибкими границами и рассмотрены стратегии, приложения и будущие тенденции.

Новый метод анализа финансовых убытков, вызванный сбоями в электросетях отдельных потребителей рассмотрен в [19]. Предлагается методология, где первым этапом является подход к моделированию для отдельного клиента как простого потребителя или как микросети.

В [20] предложен новый метод квази-последовательного моделирования методом Монте-Карло, который разработан для оценки надежности распределительных сетей с возобновляемым источником энергии и другими зависящими от времени событиями. описаны и обсуждены тестовые функции для расчета обычных показателей надежности распределения.

В работах [21, 22] предлагается для анализа производительности распределительных систем с использованием вероятностных моделей применять не только случайные параметры, такие как частота отказов и ремонтов оборудования, но и на моделировании перебоев в работе распределенной генерации

(DG). В [23-26] предлагается традиционные индексы надежности для распределительных систем количественно оценивать с учетом внедрения DG. Такая оценка должна выполняться вычислительными алгоритмами, основанными на методах аналитического моделирования или моделирования методом Монте-Карло (MCS).

Подобные расчеты по определению основных показателей надежности элементов систем электроснабжения, а также результаты их анализа представлены и в других многочисленных работах [27-37]. Например, в работе [27] был использован непараметрический метод анализа данных о надежности электросетей, а в работах [28] изложен порядок количественной оценки надежности инженерных систем вероятностными методами. Подобные расчеты, по количественной оценке, надежности в электроэнергетических системах приводятся в [29-33] на основе метода статистического моделирования.

Новый подход к изучению критических элементов распределительных систем изложен в [34], в основе которого применяется анализ чувствительности показателей надежности, например, изменение интенсивности отказов различных элементов системы.

Как видно из анализа различных источников, расчет переплаты за электроэнергию в СЭС с резервными автономными нагруженными генераторами в совокупности с главной распределительной сетью мало изучен и представляет интерес в изучении систем электроснабжения промышленных предприятий с распределенной генерацией.

I. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью данной работы является обоснование использования вероятностных составляющих коэффициента готовности системы электроснабжения (СЭС) предприятия, имеющей несколько источников электроэнергии, в качестве которых выступают электроэнергетическая система и автономные нагруженные генераторы, для расчёта переплаты за электроэнергию. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить математическое описание СЭС предприятия, имеющей в качестве ис-

точников питания автономные нагруженные генераторы и электроэнергетическую систему.

2. Обосновать использования в расчётах надёжности СЭС вероятностного коэффициента готовности K_r в качестве его статического значения.

3. Произвести расчёт и анализ переплаты за электроэнергию по вероятностным составляющим коэффициента готовности СЭС.

4. Апробировать на практике результаты исследования.

Математическое описание СЭС представляет собой последовательность решения следующих типовых задач:

- составление графа состояний СЭС с учётом коммерческой специфики её эксплуатации;

- описание функционирования СЭС в переходных и установившихся режимах системами дифференциальных и алгебраических уравнений;

- решение системы алгебраических уравнений и расчёт вероятностных значений коэффициентов готовности СЭС.

Для решения второй задачи необходимо выполнить:

- пробный анализ физических и математических различий между статическими значениями коэффициентов готовности и простоя СЭС и их вероятностными значениями;

- расчёт возможных ошибок при замене статических значений коэффициентов на их вероятностные значения для высоконадёжных восстанавливаемых систем.

Для выполнения третьей задачи необходимо произвести:

- расчёт вероятностных составляющих коэффициента готовности СЭС: p_1, p_2, \dots, p_n ;

- расчёт времени совместной работы сетевой организации с разным числом исправных нагруженных генераторов;

- вывод расчётной формулы переплаты за электроэнергию с учётом вероятностных составляющих коэффициента готовности СЭС.

Четвёртая задача решается проверкой полученных результатов исследований на примере реального промышленного предприятия с аналогичной СЭС.

II. МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ

Источники питания СЭС предприятия состоят из n автономных нагруженных генераторов (G) и электроэнергетической системы (S).

Перетоки электроэнергии от генераторов в сетевую организацию не предусмотрены. Генераторы и электроэнергетическая система работают независимо друг от друга. Нагрузки генераторов оперативно переключаются на сетевую организацию при отказе определенного числа генераторов.

Граф состояний такой СЭС как ремонтируемой системы изображён на рис. 1.

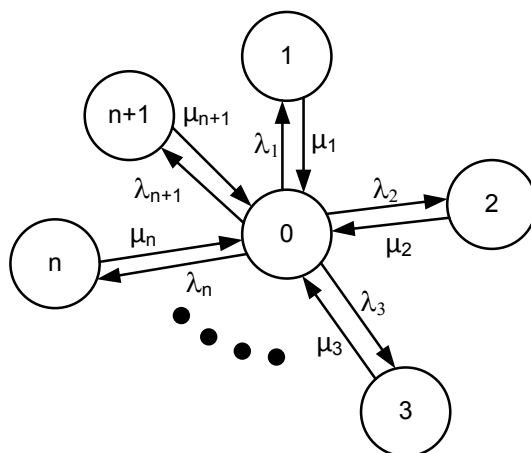
Процесс функционирования СЭС в переходных режимах описывается системой дифференциальных уравнений (1).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_0}{dt} = -P_0(t) \sum_1^{n+1} \lambda_i + \mu_1 P_1(t) + \mu_2 P_2(t) + \dots \\ \quad + \mu_n P_n(t) + \mu_{n+1} P_{n+1}(t), \\ \frac{dP_1}{dt} = \lambda_1 P_0(t) - \mu_1 P_1(t), \\ \vdots \\ \frac{dP_n}{dt} = \lambda_n P_0(t) - \mu_n P_n(t), \\ \frac{dP_{n+1}}{dt} = \lambda_{n+1} P_0(t) - \mu_{n+1} P_{n+1}(t), \end{array} \right. \quad (1)$$

Рассмотрим наиболее распространённый случай работы СЭС, все n генераторов и электроэнергетическая система прошли период приработки и эксплуатируется в период нормальной эксплуатации. Период аварийного износа не наступил.

Для данного случая характерна наличие случайных отказов и установившегося режима работы. Поток отказов СЭС становится простейшим и сохраняется в течение всего времени эксплуатации СЭС до наступления аварийного износа, который не так ярко выражен, так как отказавшие элементы генераторов и сетевой организации всегда своевременно заменяются новыми или отремонтированными.

Порядок отказов генераторов случайный. На рис.1 для описания графа состояний генераторам условно присвоены порядковые номера.



0 – все n G и S исправны, 1 – отказ G_1 , 2 – отказ G_2 , 3 – отказ G_3 , ..., n – отказ всех n генераторов, $n+1$ – отказали все n генераторы и электроэнергетическая система S , где $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$ – интенсивности отказов $G_1, G_2, G_3, \dots, G_n$; $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n$ – интенсивности восстановлений $G_1, G_2, G_3, \dots, G_n$; $\lambda_{n+1} = \lambda_S$ – интенсивность отказов S ; $\mu_{n+1} = \mu_S$ – интенсивность восстановлений S .

Рис. 1. Граф состояний СЭС предприятия, имеющей несколько источников питания: n автономных нагруженных генераторов и электроэнергетическую систему S .¹

Отметим, что периода приработки может и не быть, если все элементы СЭС и генераторов имеют экспоненциальные законы распределения наработок на отказ что следует из доказательства теоремы приведённого в [39].

Как показывает опыт эксплуатации СЭС её процесс функционирования длится в течение нескольких десятилетий при существовании предельного стационарного режима СЭС случайным образом меняет свои состояния, но вероятность каждого из них уже не зависит от времени, т.е. каждое из состояний осуществляется с некоторой постоянной вероятностью, представляющей собой не что иное как среднее относительное время пребывания СЭС в данном состоянии [40].

С учётом вышеизложенного, для нормального периода эксплуатации система уравнений, описывающая установившийся процесс, будет алгебраической (2), являясь частным случаем системы дифференциальных уравнений (1) при $t \rightarrow \infty$.

Решение (3) системы (2) позволяет определить вероятности всех состояний СЭС для разнотипных генераторов с индивидуальными показателями их надежности $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$ и $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n$.

$$\begin{cases} 0 = -P_0 \cdot \sum_1^{n+1} \lambda_i + \mu_1 \cdot P_1 + \mu_2 \cdot P_2 + \dots + \\ + \mu_n \cdot P_n + \mu_{n+1} \cdot P_{n+1}, \\ 0 = \lambda_1 \cdot P_0 - \mu_1 \cdot P_1, \\ 0 = \lambda_2 \cdot P_0 - \mu_2 \cdot P_2, \\ \vdots \\ 0 = \lambda_n \cdot P_0 - \mu_n \cdot P_n, \\ 0 = \lambda_{n+1} \cdot P_0 - \mu_{n+1} \cdot P_{n+1}, \\ P_0 + P_1 + P_2 + \dots + P_n + P_{n+1} = 1. \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_0 = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_1}{\mu_1} + \frac{\lambda_2}{\mu_2} + \dots + \frac{\lambda_n}{\mu_n} + \frac{\lambda_{n+1}}{\mu_{n+1}}}, \\ P_1 = P_0 \frac{\lambda_1}{\mu_1}, P_2 = P_0 \frac{\lambda_2}{\mu_2}, \dots, \\ P_n = P_0 \frac{\lambda_n}{\mu_n}, P_{n+1} = P_0 \frac{\lambda_{n+1}}{\mu_{n+1}}. \end{cases} \quad (3)$$

Если предприятие используют в качестве генераторов однотипные (наиболее распространенный случай) и условия их эксплуатации одинаковые, тогда после проверки на однородности всех N выборок об отказах и восстановлениях принимается решение объединить выборки в одну генеральную.

Это позволяет повысить достоверность статистической информации о надёжности генераторов и использовать в дальнейших

¹ Appendix 1

расчетах единые для каждого из n генераторов показатели надежности: $\lambda_G = \lambda_1 = \lambda_2 = \dots = \lambda_n$ и $\mu_G = \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_n$, $\lambda_{n+1} = \lambda_S$, $\mu_{n+1} = \mu_S$.

С учётом вышеизложенного решение (3) принимает более простой вид (4).

$$\begin{cases} P_0 = \frac{1}{1 + n \frac{\lambda_G + \lambda_S}{\mu} \mu_S}, \\ P_1 = P_2 = \dots = P_n = P_0 \frac{\lambda_G}{\mu}, \\ P_{n+1} = P_0 \frac{\lambda_S}{\mu_S}. \end{cases} \quad (4)$$

Как известно из [41] конечной целью исследования восстанавливаемых СЭС является определение её комплексных показателей надежности - коэффициентов готовности и простоя. При анализе надежности СЭС используются как статистические значения этих коэффициентов \bar{K}_r и \bar{K}_s , так и вероятностные K_r и K_s .

Статистические значения определяются по статистическим данным об отказах СЭС за определённый срок наблюдений за её работой.

$$\bar{K}_r = \frac{\sum_1^n t_{\text{tw}i}}{\sum_1^n t_{\text{tw}i} + \sum_1^n t_{r i}}, \quad (5)$$

$$\bar{K}_s = \frac{\sum_1^n t_{r i}}{\sum_1^n t_{\text{tw}i} + \sum_1^n t_{r i}}, \quad (6)$$

где $t_{\text{tw}i}$ - i -й интервал времени исправной работы СЭС;

$t_{r i}$ - i -й интервал времени восстановления СЭС после i -го отказа;

n - число отказов за один и тот же календарный срок.

\bar{K}_r и \bar{K}_s являются основными показателями эффективной работы СЭС. Они наиболее точно отражают уровень надёжности СЭС (обычно за календарный год - 8760 часов).

Тогда фактическое время работы СЭС \bar{T}_w за календарный год рассчитывается по (7)

$$\bar{T}_w = \sum_1^n t_{\text{tw}i} = \bar{K}_r \cdot 8760, \text{ час} \quad (7)$$

Время перерыва в электроснабжении определяется выражением (8)

$$\bar{T}_{\text{int}} = \sum_1^n t_{r i} = \bar{K}_s \cdot 8760, \text{ час} \quad (8)$$

Вероятностные значения K_r и K_s резервируемой СЭС можно определить по графу её состояний (рис. 1), используя решение (3) системы уравнений (2) для установившегося режима работы [42]:

$$K_r = \sum_0^n p_i, \quad (9)$$

где p_i - вероятность i -го состояния СЭС;

n - последнее исправное состояние СЭС.

$$K_s = 1 - K_r = 1 - \sum_0^n p_i = p_{n+1}, \quad (10)$$

где p_{n+1} - вероятность $(n+1)$ состояния СЭС (неисправное состояние (см. рис. 1).

Как видно из (3) и (10) K_r и K_s определяются интенсивностями отказов элементов СЭС: $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n, \lambda_S$, а также интенсивностями их восстановления: $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n, \mu_S$.

Интенсивности восстановлений μ_i зависит не только от трудоемкости и ремонтов, но и от числа ремонтных бригад.

Будем полагать, что при неограниченном количестве ремонтных бригад интенсивность восстановлений $\mu = \text{const}$. При наличии одной бригады в случае отказа двух и более генераторов образуется очередь на ремонт, то есть интенсивность восстановлений в функции текущего времени снижается пропорционально числу отказавших генераторов.

Из теории марковских процессов известно, что вероятностное значение K_r и K_s представляют собой вычисленные по (11) и (12) их текущие значения в любой интересующей нас момент времени t_i .

$$K_{r i} = \bar{K}_r + (1 - \bar{K}_r) \cdot \exp\left(-\frac{t_i}{\bar{K}_r \cdot T_{\text{av.r}}}\right), \quad (11)$$

$$K_{s i} = 1 - \left[\bar{K}_r + (1 - \bar{K}_r) \cdot \exp\left(-\frac{t_i}{\bar{K}_r \cdot T_{\text{av.r}}}\right) \right], \quad (12)$$

где $T_{av,r} = 1/\mu$ – среднее время восстановления СЭС.

Из (12) видно, что при $t \rightarrow \infty$ (СЭС стремится к установившемуся режиму) $K_{ri} \rightarrow \bar{K}_{ri}$.

Чем быстрее происходит этот процесс, тем точнее будет приближение K_{ri} к \bar{K}_{ri} .

В более ранних работах авторов статьи было показано, что ошибка при замене \bar{K}_{ri} на K_{ri} , вычисленная по (11) для СЭС с реальными значениями \bar{K}_{ri} от 0,999 до 0,995 (что соответствует перерыву в электроснабжении за календарный год от 8,76 до 43,8 часа), будет в пределах от 0,018 до 0,369 %. На практике к надёжности СЭС предъявляются более жесткие требования по \bar{K}_{ri} . Тогда ошибка будет ещё меньше.

Таким образом, в расчётах надёжности восстанавливаемых СЭС в установившемся режиме возможно использование K_{ri} в качестве \bar{K}_{ri} для любого текущего момента времени работы СЭС в период её нормальной эксплуатации

С учётом вышеизложенного можно записать формулу (13) для расчёта времени совместной работы электроэнергетической системы с разным числом исправных генераторов предприятия в календарном году.

$$T_w = 8760 \cdot \sum_0^{n-1} p_i, \text{ час} \quad (13)$$

где p_i – вероятность пребывания СЭС в i -м состоянии;

n – число возможных состояний СЭС.

Время перерыва в электроснабжении предприятия при отказе всех n - генераторов и электроэнергетической системы рассчитывается по формуле (14)

$$T_{int} = 8760 \cdot p_{n+1}, \text{ час} \quad (14)$$

где p_{n+1} – вероятность нахождения СЭС в последнем ($n+1$) состоянии (полный отказ СЭС).

Таким образом, вероятностные составляющие K_{ri} : $p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$ можно использовать для расчёта и анализа возможной переплаты за электроэнергию в часы пик в СЭС с питанием от

электроэнергетической системы и разного числа исправных автономных генераторов.

Покажем, как можно оценить переплату P за потреблённую электроэнергию используя (4) и (13).

Для краткости изложения при выводе расчетных формул оплаты за электроэнергию в зависимости от числа исправных генераторов введем условное понятие полного коммерческого отказа (ПКО), который возникает, когда СЭС находится в состоянии n , то есть, когда отказали все n генераторов. Питание потребителей осуществляется от электроэнергетической системы. Расчёт за электроэнергию происходит по тарифам [44].

Продолжительность пребывания СЭС в состоянии ПКО в течение календарного года можно оценить по (15)

$$t_{fcf} = t_w \cdot p_n, \quad (15)$$

где t_w – количество рабочих дней в течение календарного года, дней;

p_n – вероятность нахождения СЭС в состоянии n .

Также введем условное понятие вероятностного коммерческого отказа (ВКО), который имеет место, когда СЭС находится в любом из возможных промежуточных состояний $1, 2, \dots, n-1$ с вероятностями p_1, p_2, \dots, p_{n-1} . Питание потребителей происходит от оставшихся в работе исправных генераторов и электроэнергетической системы.

Число исправных генераторов, относительное время пребывания СЭС в промежуточных состояниях и итоговая величина оплаты за электроэнергию будет определяться величинами p_1, p_2, \dots, p_{n-1} при условии, что текущее время пребывания СЭС в промежуточных состояниях совпадает с часами пик.

Продолжительность пребывания СЭС в состоянии ВКО в течение календарного года можно оценить по (16), воспользовавшись (13)

$$t_{pcf} = t_w \cdot \sum_{i=1}^{n-1} p_i, \quad (16)$$

где t_w – количество рабочих дней в течение календарного года, дней;

p_i – вероятность пребывания СЭС в i -м состоянии.

Переплата P за электроэнергию в общем виде определяется по (17)

$$P = C_{pr} - C_{opr}, \quad (17)$$

где C_{pr} – стоимость электроэнергии, полученная от гарантированного поставщика, если собственные генераторы частично или полностью не работают;

C_{opr} – стоимость электроэнергии, полученная от гарантированного поставщика, при включении в работу собственных генераторов.

C_{opr} можно рассчитать по (18)

$$C_{opr} = p_0 \left(\sum_{j=1}^{12} r_{P_{max_j}} P_{S_{max_j}} + \sum_{j=1}^{12} \sum_{k=1}^{t_w} \sum_{q=1}^{24} r_{S_q} P_{S_q} + \right. \\ \left. + 24t_w r_{or} n P_{nc} \right), \quad (18)$$

где p_0 – вероятность исправного состояния СЭС;

t_w – количество рабочих дней в течение календарного года, дней;

$r_{P_{max_j}}$ – величина тарифа гарантированного поставщика за максимальную мощность в j -ый месяц в часы пик, руб/кВт;

r_{S_q} – величина тарифа гарантированного поставщика в i -ый час, руб/кВт ч;

r_{or} – величина собственного тарифа на производство электроэнергии автономными генераторами, руб/кВт ч;

$P_{S_{max_j}}$ – максимальная мощность, получаемая из электроэнергетической системы в часы пик при исправной работе всех генераторов в j -ый месяц, кВт;

P_{S_q} – нагрузка на электроэнергетическую систему при исправной работе всех генераторов, кВт;

P_{nc} – номинальная мощность одного резервного генератора, кВт;

n – число автономных генераторов.

C_{pr} – рассчитывается по выражению (19)

$$C_{pr} = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{b=1}^n 24t_w r_{or} (n-b) P_{nc} + \sum_{j=1}^{12} r_{P_{max_j}} \cdot \right. \\ \left. \cdot (P_{S_{max_j}} + bP_{nc}) + \sum_{j=1}^{12} \sum_{k=1}^{t_w} \sum_{q=1}^{24} r_{S_q} (P_{S_q} + bP_{nc}) \right) p_i, \quad (19)$$

где p_i – вероятность i -го состояния СЭС.

Покажем на реальном примере действующего предприятия расчёт и анализ переплаты за электроэнергию за год.

Для подтверждения экспоненциального характера математических моделей наработки на отказ и времени восстановления автономных генераторов и расчета интересующих нас параметров моделей: интенсивностей отказов и восстановлений λ и μ были проведены исследования статистических данных об отказах и восстановлениях 4-х генераторов на одном из предприятий. Обработывались данные за последние 5 лет эксплуатации. Общее количество отказов, требующих восстановления генераторов ремонтной бригадой составило 61 в том числе по генераторам № 1,2,3,4 отмечено 30, 14, 11, 6 отказов соответственно.

Достоверность статистических данных подтверждается регистрацией отказов и восстановлений в электронной базе службы главного энергетика предприятия. Для получения более представительных выборок данные о наработках на отказ каждого из 4-х генераторов были проверены на однородность по критерию Вилькоксона. Проверка показала однородность статистических данных, что позволило сформировать представительную выборку из 61 наработки на отказ. Аналогичная процедура была проведена с выборками о времени восстановления каждого из 4-х генераторов, что позволило исследовать представительную выборку из 61 данных о времени восстановления генераторов.

В качестве модели надежности генератора было выбрано экспоненциальное распределение наработок на отказ. Рассчитывалась функция распределения наработок, которая является вероятностью отказа, по выражению $Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$, где λ — интенсивность отказа генератора, 1/год, $\lambda = 1/T$, где T — наработка на отказ в часах.

В качестве модели восстановления априори принято экспоненциальное распределение времени восстановления элементов. Рассчитывалась функция распределения времени восстановления, которая является вероятностью восстановления генератора $S(t) = 1 - e^{-\mu t}$, где $\mu = 1/T_{av.G}$ — интенсивность восстановления

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

генератора, 1/час, а $T_{av.G}$ — время восстановления генератора в часах.

Сравнение теоретической $F_t(t)$ и экспериментальной $F_e(t)$ функций распределения наработок на отказ и времени восстановления генераторов позволило определить максимальное отклонение $D_{nmax} = |F_t(t) - F_e(t)|$, которое было использовано в расчетах критерия согласия Колмогорова $D_{nmax} \sqrt{n}$, где n — количество отказов и восстановлений. Расчеты показали, что $p(\lambda) = 0,96$ для $Q(t)$ и $p(\lambda) = 1,259$ для $S(t)$. Полученные значения больше 0,3–0,4 — это означает, что опытные и теоретические функции хорошо согласуются между собой [37].

Таким образом, доказано, что математические модели наработок на отказ и времени восстановления генераторов представляют собой экспоненциальные распределения с параметрами:

$$T_{av.G} = 1119,6 \text{ часа,}$$

$$\lambda = 1/T_{av.G} = 1/1119,6 = 0,000893176 \text{ 1/час,}$$

$$T_{av.r} = 468,76 \text{ часа,}$$

$$\mu = 1/T_{av.r} = 1/468,76 = 0,002133288 \text{ 1/час.}$$

Математические модели имеют вид:

$$Q(t) = 1 - e^{-0,000893176t},$$

$$S(t) = 1 - e^{-0,002133288t}.$$

Низкая надежность генераторов объясняется тем, что предприятие приобрело их после капитального ремонта с очень большим сроком эксплуатации у первого владельца.

По статистическим данным об отказах и восстановлениях линии электроснабжения предприятия от электроэнергетической системы за последние 5 лет эксплуатации был рассчитан статистический коэффициент готовности

$$\bar{K}_{r.s} = 0,9998.$$

Тогда $\bar{T}_w = \bar{K}_r \cdot 8760 = 0,9998 \cdot 8760 = 8758,248$ часа, а суммарное время перерыва электроснабжения за год составит

$$\bar{T}_{int} = \bar{K}_s \cdot 8760 = 0,0002 \cdot 8760 = 1,752 \text{ часа.}$$

Таким образом,

$$\lambda_s = 1/8758,248 = 0,000114178 \text{ 1/час,}$$

$$\mu_s = 1/1,752 = 0,570776256 \text{ 1/час.}$$

Исходные данные для расчета переплаты по выражениям (17), (18), (19):

1) Часы пик меняются в зависимости от месяца и даты, в качестве примера взяты данные за 2023 год из [43];

2) Число рабочих дней в 2023 году – 247 дней [43];

3) Действующие тарифы на электроэнергию взяты из [44] для 3 ценовой категории при мощности не менее 10 МВт; $r_{or} = 0,9$ руб/кВт ч – тариф на производство электроэнергии собственными генераторами;

4) $P_{S_{max,j}}$ – получаемая из электроэнергетической системы в часы пик при исправной работе всех генераторов, данная величина меняется в зависимости от месяца года и графика нагрузки;

5) $P_{nc} = 2000$ кВт – номинальная мощность одного генератора;

6) $n = 4$ – число генераторов;

8) $\lambda_G = \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0,000893176 \text{ 1/час;}$

9)

$\mu_G = \mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \mu_4 = 0,002133288 \text{ 1/час;}$

10) $\lambda_s = 1/8758,248 = 0,000114178 \text{ 1/час;}$

11) $\mu_s = 1/1,752 = 0,570776256 \text{ 1/час;}$

12) Вероятности всех возможных состояний P_i .

Результаты расчёта вероятностей всех возможных состояний СЭС

Тогда по выражению (4) получим

$$\begin{cases} P_0 = 0,373840019, \\ P_1 = P_2 = \dots P_4 = 0,15652130, \\ P_5 = 0,00007483. \end{cases}$$

Для расчета C_{pr} и C_{opr} использовались тарифы за 2023 год из [44] и графики нагрузки предприятия, расчет производился с помощью Microsoft Excel. В результате получили следующие значения:

$$C_{opr} = 246243651,8 \text{ руб.}$$

$$C_{pr} = 100442080,8 \text{ руб.}$$

$$P = C_{pr} - C_{opr} = 246243651,8 - 100442080,8 = 145801571 \text{ руб.}$$

Расчет показал, что переплата за электроэнергию за календарный год из-за низкой надежности генераторов составляет около 145,802 млн. руб. в год.

Предложенные нами формулы (17), (18), (19) позволяют определить какими должны быть показатели надежности генераторов при существующих тарифах для достижения равенства $C_{opr} = C_{pr}$.

Расчеты показывают, что переплаты за электроэнергию не будет, если $T_{av.G} = 2744,81$ часа, что можно достичь за счет своевременных профилактических обслуживаний генераторов и их качественного ремонта.

Вторым способом снижения переплаты является сокращение времени восстановления отказавших элементов генераторов, что можно получить за счет увеличения количества ремонтных бригад, например, до 2-х.

Третий способ ликвидации переплаты за электроэнергию заключается в снижении электрических нагрузок в часы пик за счет их перераспределения в СЭС предприятия.

IV. ВЫВОДЫ

1. Получены математические модели надежности генераторов, доказан их экспоненциальный характер и определены показатели надежности генераторов, которые могут быть использованы на практике предприятиями, эксплуатирующими аналогичные генераторы по рассмотренной СЭС.

2. Получена математическая модель процесса эксплуатации СЭС предприятия в виде графа её состояний и системы уравнений для расчета переплаты за электроэнергию с учетом совместной работы автономных нагруженных генераторов и электроэнергетической системы.

3. Получены расчетные формулы вероятностей пребывания СЭС в различных состояниях при разном числе исправных генераторов, которые позволяют определить время их пребывания в различных состояниях в течение календарного года.

4. Предложена формула для расчета переплаты за электроэнергию в часы максимальной нагрузки СЭС предприятия.

5. Формула переплаты за электроэнергию позволяет выполнить анализ причин переплаты и определить показатели надежности генераторов, при которых она будет отсутствовать, а также определить другие пути её снижения.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

Fig. 1. Graph of PSS states of an enterprise with several power sources: n autonomous loaded generators and electric power system. (0 – all n G and S are fault-free, 1 – failure G_1 , 2 – failure G_2 , 3 – failure G_3 , ..., n – failure of all n generators, $n+1$ –

all n generators and the electric power system, where $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$ – rate of occurrence of failures $G_1, G_2, G_3, \dots, G_n$; $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n$ – rate of occurrence of recoveries $G_1, G_2, G_3, \dots, G_n$; $\lambda_{n+1} = \lambda_S$ – rate of occurrence of failures S; $\mu_{n+1} = \mu_S$ – rate of occurrence of recoveries).

Литература (References)

- [1] Borges C.L.T., Falcão D.M., Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2006, vol. 28, no. 6, pp. 413-420. doi: 10.1016/j.ijepes.2006.02.003.
- [2] Zubo R.H.A., Mokryani G., Rajamani H.-S., Aghaei J., Niknam T., Pillai P. Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 72, pp. 1177-1198. doi: 10.1016/j.rser.2016.10.036.
- [3] Dondi P., Bayoumi D., Haederli C., Julian D., Suter M. Network integration of distributed power generation. *Journal of Power Sources*. 2002, vol. 106, no. 1–2, pp. 1-9. doi: 10.1016/S0378-7753(01)01031-X.
- [4] Ghosh Su., Ghoshal S.P., Ghosh Sa. Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2010, vol. 32, no. 8, pp. 849-856. doi: 10.1016/j.ijepes.2010.01.029.
- [5] Singh R.K., Goswami S.K. Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2010, vol. 32, no. 6, pp. 637-644. doi: 10.1016/j.ijepes.2009.11.021.
- [6] Frías P., Gómez T., Cossent R., Rivier J. Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2009, vol. 31, no. 9, pp. 445-451. doi: 10.1016/j.ijepes.2009.03.001.
- [7] Gautam D., Mithulananthan N. Optimal DG placement in deregulated electricity market. *Electric Power Systems Research*. 2007, vol. 77, no. 12, pp. 1627-1636. doi: 10.1016/j.epsr.2006.11.014.
- [8] Tan W.-S., Hassan M.Y., Majid Md S., Rahman H.A. Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 18, pp. 626-645. doi: 10.1016/j.rser.2012.10.039.
- [9] Viral R., Khatod D.K. Optimal planning of distributed generation systems in distribution

- system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, no. 7, pp. 5146-5165. doi: 10.1016/j.rser.2012.05.020.
- [10] Gazizova O.V., Malafeev A.V., Kondrashova Yu.N. Opredelenie predel'nykh parametrov dlya obespecheniya uspezhnoy resinkhronizatsii ob'ektov raspredelyonnoy generatsii v usloviyakh predpriyatiya chernoy metallurgii [Determination of limit parameters of modes for ensuring successful resynchronization of distributed generation facilities in the conditions of iron-works]. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Power Engineering*, 2016, vol. 16, no. 4, pp. 12-22. doi: 10.14529/power160402. (In Russian).
- [11] Rani P., Parkash V., Sharma N.K. Technological aspects, utilization and impact on power system for distributed generation: A comprehensive survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, vol. 192. doi: 10.1016/j.rser.2023.114257.
- [12] Endreni D. Modelirovanie pri Raschetakh Nadezhnosti v Elektroenergeticheskikh Sistemakh [Modeling during Reliability Calculation in Electric Power Systems]. / D. Endreni; trans. from Eng. by B. N. Kazak; ed. Yu. N. Rudenko. – Moscow, Energoatomizdat, 1983. 336 p. (In Russian).
- [13] Ryabinin I.A., Kireev Yu.N. Nadezhnost' Sudovykh Elektroenergeticheskikh Sistem i Sudovogo Elektrooborudovaniya [Reliability of Ship Electric Power Systems and Ship Electric Equipment]. – Leningrad: Sudostroenie, 1974, p. 264. (In Russian).
- [14] Fokin Yu. A., Tufanov V.A. Otsenka Nadezhnosti Sistem Elektrosnabzheniya [Assessment of the Reliability of Power Supply Systems]. Moscow, Energoizdat, 1981, p. 224. (In Russian).
- [15] Costa P. M., Matos M.A. Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 2009, vol. 79, Issue 2, pp. 382-389. doi: 10.1016/j.epsr.2008.07.009.
- [16] Diahovchenko I.M., Kandaperumal G., Srivastava A.K. Enabling resiliency using microgrids with dynamic boundaries. *Electric Power Systems Research*, 2023, vol. 221. doi: 10.1016/j.epsr.2023.109460.
- [17] Motta S., Ithonen J., Kiviluoma J. A new method for analysing financial damages caused by grid faults on individual customers. *Electric Power Systems Research*, 2022, vol. 207. doi: 10.1016/j.epsr.2022.107839.
- [18] Vasiljevska J., Peças Lopes J.A., Matos M.A. Evaluating the impacts of the multi-microgrid concept using multicriteria decision aid. *Electric Power Systems Research*, 2012, vol. 91, pp. 44-51. doi: 10.1016/j.epsr.2012.04.013.
- [19] Mahdi Debouza, Ahmed Al-Durra, Tarek H.M. EL-Fouly, Hatem H. Zeineldin. Survey on microgrids with flexible boundaries: Strategies, applications, and future trends. *Electric Power Systems Research*, 2022, vol. 205. doi: 10.1016/j.epsr.2021.107765
- [20] Guimarães I.O., Leite da Silva A.M., Nascimento L.C., Fotuhi-Firuzabad M. Reliability assessment of distribution grids with DG via quasi-sequential Monte Carlo simulation. *Electric Power Systems Research*, 2024, vol. 229. doi: 10.1016/j.epsr.2024.110122
- [21] Ackermann T., Andersson G., Söder L., Distributed generation: a definition¹. *Electric Power Systems Research*, 2001, vol. 57, Issue 3, pp. 195-204. doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8
- [22] Celli G., Ghiani E., Pilo F., Soma G. G. Reliability assessment in smart distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 2013, vol. 104, pp. 164-175. doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.001
- [23] Silva E.N.M., Rodrigues A.B., Da Silva M.G.. Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 2016, vol. 135, pp. 59-67. doi: 10.1016/j.epsr.2016.03.006
- [24] Anand M.P., Bagen B., Rajapakse A. Reliability oriented distribution system analysis considering electric vehicles and hybrid energy resources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, vol. 137. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107500
- [25] Paliwal P., Patidar N.P., Nema R.K. A novel method for reliability assessment of autonomous PV-wind-storage system using probabilistic storage model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, vol. 55, pp. 692-703. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.10.010
- [26] Kornatka M. Analysis of the Exploitation Failure Rate in Polish MV Networks. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*, 2018, no 20 (3), pp. 413-419. doi: 10.17531/ein.2018.3.9
- [27] Chojnacki A.L., Chojnacka K.J. Niezawodność Elektroenergetycznych Sieci Dystrybucyjnych [Reliability of Power Distribution Networks]. Monografie, Studia, Rozprawy NR M100. Politechnika Świętokrzyska. Kielce 2018. p.467.
- [28] Clements D., Mancarella P. Systemic Modelling and Integrated Assessment of Asset Management Strategies and Staff Constraints on Distribution Network Reliability. *Electric Power Systems Research*, 2018, vol. 155, pp. 164-171. doi: 10.1016/j.epsr.2017.09.029
- [29] Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Springer Science & Business Media, 2013. p. 514.

- [30] Goel L. Monte Carlo Simulation-Based Reliability Studies of a Distribution Test System. *Electric Power Systems Research*, 2000, vol.54, no. 1, pp.55–65. doi: 10.1016/S0378-7796(99)00066-8
- [31] Heydt G.T., Graf T.J. Distribution System Reliability Evaluation Using Enhanced Samples in a Monte Carlo Approach. *Transactions on Power Systems*, 2010, vol. 25, no. 4, pp. 2006–2008. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2045929
- [32] Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Springer Science & Business Media, 2013. p. 352.
- [33] Golshanfard A., Hashemi-Dezaki H. Sensitivity Analysis of Distribution System Reliability for Identifying the Critical Elements. *27TH Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE 2019)*. 2019. pp. 522–526.
- [34] Alvarez-Alvarado M.S., Jayaweera D. Bathtub Curve as a Markovian Process to Describe the Reliability of Repairable Components. *Generation, Transmission & Distribution*, 2018, vol.12, no.21, pp. 5683–5689. doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5505.
- [35] García-Mora B., Santamaría C., Rubio G. Modeling Dependence in the Interfailure Times. An Analysis in Reliability Models by Markovian Arrival Processes. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 2018, vol. 343, pp. 762–770. doi: 10.1016/j.cam.2020.113085
- [36] Heylen E., Ovaere M., Proost S., Deconinck G., Van Hertem D. A Multi-Dimensional Analysis of Reliability Criteria: From Deterministic N – 1 to a Probabilistic Approach. *Electric Power Systems Research*, 2019, vol. 167, pp. 290–300. doi: 10.1016/j.epsr.2018.11.011
- [37] Hooke J.B. Теория Надежности в Электроэнергетике [The Theory of Reliability in the Electricity Industry]. Leningrad, Energoatomizdat, 1990. 206 p. (In Russian).
- [38] Golinkevich T. A. Прикладная Теория Надежности: Учебник для Вузov по Spets. «Автоматизированные Системы Управления» [Applied Theory of Reliability: Textbook for Universities on spec. «Automated Control Systems».] – 2nd ed. reprint. and add. –Moscow, Vysshaya Shkola, 1985, p. 168. (In Russian).
- [39] Voropai N.I., Zorkaltsev V.I. Optimization models and methods developed at the energy systems institute. *International journal of energy optimization and engineering*, 2013, vol. 2, no.4, pp. 1–15. doi: 10.4018/ijeoe.2013100101
- [40] Marinović M., Makajić-Nikolić D., Stanojević M. Optimization in day-ahead planning of energy trading. *Journal of Applied Engineering Science*, 2013, vol. 11, no.4, pp. 201–208. doi: 10.5937/jaes11-4604.
- [41] Khorol'skiy V.Ya., Zhdanov V.G., Logacheva E.A. Matematicheskoe modelirovanie zadach optimizatsii avtomatizirovannogo upravleniya deyatel'nost'yu energeticheskikh sluzhb sel'skokhozyaystvennykh predpriyatiy [Mathematical modeling of optimization task of activity energy service commercial unit automated control]. Stavropol, LLC Veteran Publ., 2014. p. 116 (In Russian).
- [42] Polovko A. M., Gurov S. V. Osnovy Teorii Nadezhnosti [Fundamentals of Reliability Theory]. — 2nd ed., revised and enlarged. — St. Petersburg: BHV-Petersburg, 2006, p. 704. (In Russian).
- [43] <https://www.atsenergo.ru/results/market/calcfactor> (accessed 22.09.2024)
- [44] <https://kirov.esplus.ru/company/raskrytiya-informacii/otchyetnost-subekta-rynka-elektricheskoy-energiik/predelnye-urovni-nereguliruemykh-tsen-kna-elektricheskuyu-energiyu-moshchnost-differentsirovannye-potsenovym-kategoriyam/?YEARID=10234> (accessed 22.09.2024)

About authors.



Басманов Владислав Геннадьевич, к.т.н., доцент. Область научных интересов: диагностика электрооборудования, надежность электроснабжения, энергосбережение.
E-mail: basmanov@vyatsu.ru



Холманских Валерий Михайлович, к.т.н., доцент. Область научных интересов: надежность электрооборудования, энергосбережение.
E-mail: vm_holmanskih@vyatsu.ru



Сунцов Кирилл Алексеевич, аспирант. Область научных интересов: надежность электроснабжения, энергосбережение.
E-mail: stud162640@vyatsu.ru