

ДИНАМИЧЕСКОЕ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Статья посвящена проектированию электротехнических систем с распределенной генерацией, а именно влиянию расположения источников питания (установок генерации) на потери электрической энергии в распределительных линиях.

Оптимальному расположению источников питания соответствуют центры электрических нагрузок, которые при изменяющейся во времени нагрузке электроприемников смещаются, вызывая увеличение потерь электрической энергии в распределительных линиях электротехнической системы.

Целью данной работы является разработка алгоритма и программы расчета динамического перераспределения источников питания электротехнической системы с распределенной генерацией, реализация которых минимизирует потери электрической энергии в распределительных линиях.

Динамическое перераспределение источников питания достигается созданием виртуальной электротехнической системы с возможностью перераспределения по центрам электрической нагрузки установок генерации. Виртуальная электротехническая система организуется на основе сотовой связи и центрального компьютера (smart grid). Алгоритм работы виртуальной электротехнической системы реализован в программном пакете MathCAD. С использованием данной программы выполнен расчет электротехнической системы промышленного микрорайона города. В результате расчетов построены картограммы электрических нагрузок и проведена оценка потерь электрической энергии в распределительных линиях. Результаты расчетов показывают значительное уменьшение потерь в распределительных линиях при использовании распределенной генерации с динамическим перераспределением источников питания.

Ключевые слова: распределенная генерация, центр электрической нагрузки, электротехническая система, картограмма электрических нагрузок, установка генерации, метод потенциальных функций, электроприемник.

Введение. Электротехнические системы с распределенной генерацией (ЭТС с РГ) — одна из современных тенденций развития российской и зарубежной энергетики [1–3]. РГ — это расположение источника питания (ИП) в непосредственной близости от потребителя с целью минимизации потерь энергии при ее передаче. Если рассматривать ЭТС с РГ достаточно большой площади (например, микрорайон), то она будет содержать число ИП соразмерно суммарной мощности электроприемников (ЭП) системы. При этом возникает задача расположения

ИП в ЭТС с РГ таким образом, чтобы минимизировать затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения. Координаты таких точек в ЭТС называют центрами электрических нагрузок (ЦЭН) ЭП.

Существуют различные методы расчета ЦЭН для систем с централизованной генерацией энергии, в которых ЦЭН — координаты расположения питающих подстанций. Данные методы применимы к ЭТС с РГ, если под питающими подстанциями подразумевать установки генерации.

Для большинства ЭТС мощность входящих в их состав ЭП не является постоянной величиной и изменяется в течение суток в зависимости от сезона года и т.п. В долгосрочной перспективе может изменяться и число ЭП (например, строительство заводов). При этом должны изменяться координаты ЦЭН. Поэтому в случае централизованного электроснабжения расположить питающие подстанции ЭТС в ЦЭН затруднительно, их стараются смещать в сторону высоковольтных линий [4].

В отличие от централизованного электроснабжения ЭТС с РГ при оптимальном соотношении числа и мощности установок генерации и ЭП позволяет располагать ИП непосредственно в ЦЭН. В идеале на каждый ЭП приходится свой ИП, и потери при передаче энергии будут сведены к нулю, но возрастут затраты на приобретение и обслуживание ИП. К тому же наиболее коммерчески доступной технологией генерации являются двигатели внутреннего сгорания, КПД которых зависит от вырабатываемой мощности и при недогрузке значительно снижается.

Поэтому очевидно, что задача создания ЭТС с РГ, в которой ИП всегда будут располагаться в ЦЭН, является многофакторной, требует непрерывного сбора данных о состоянии ЭТС (создание виртуальной ЭТС) [5], использования некоторого алгоритма оптимизации для расчета ЦЭН, числа и мощности ИП, а также возможности дистанционного управления ИП. Для решения данной задачи необходимо использовать современные системы проектирования на базе ЭВМ [6, 7].

Целью данной работы является разработка алгоритма и программы расчета динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ при изменяющейся во времени мощности ЭП в системе проектирования на базе ЭВМ, реализация которых минимизирует потери электрической энергии в распределительных линиях системы.

Организация ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП. Обязательным условием создания ЭТС с РГ, в которой ИП будут перераспределяться между ЭП в зависимости от смещения ЦЭН, является существование виртуальной сети (smart grid), позволяющей централизованно собирать данные о состоянии ЭТС и дистанционно управлять установками генерации [8–10].

Перспективным вариантом организации виртуальной сети может послужить создание ЭТС с компонентами, связанными при помощи беспроводной связи в единую централизованную информационную среду [11]. Для этого на каждом компоненте системы, подлежащем контролю и управлению, необходимо разместить примитивное радиопередающее и радиоприемное устройство со встроенной SIM-картой и на основе сотовой связи организовать общение между отдельными территориально разрозненными компонентами ЭТС с некоторым центром управления в виде группы ЭВМ (центральный компьютер), оптимизирующей работу ЭТС в автоматическом или полуавтоматическом режиме (присутствие инженерно-технического персонала) [12].

Каждая SIM-карта имеет регистрационный номер, который будет служить однознач-

ным определением координат компонента ЭТС для центрального компьютера. Прием и передача СМС-сообщений, содержащих представленные в виде двоичного кода информацию о состоянии компонентов ЭТС и команды центрального компьютера, будут организованы на основе местного оператора сотовой связи. Принимаемые от центрального компьютера команды в виде СМС-сообщений двоичного кода при помощи несложных схемотехнических решений будут преобразовываться в управляющий сигнал и контролировать работу компонентов ЭТС, в частности, работу установок генерации.

Таким образом, виртуальная сеть ЭТС может быть организована при помощи беспроводной связи на основе действующих сотовых операторов. Одним из преимуществ такого подхода является отсутствие материальных и трудовых затрат на организацию линий связи между отдельными компонентами ЭТС и центральным компьютером.

Также для создания ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП необходимо наличие установок генерации непосредственно в вероятных ЦЭН групп ЭП, что должно учитываться при проектировании системы электроснабжения города.

Алгоритм динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ. Другим немаловажным вопросом организации ЭТС с РГ, в которой ИП будут динамически перераспределяться в зависимости от графиков нагрузки ЭП, является разработка алгоритма работы центрального компьютера виртуальной сети, позволяющего перераспределять ИП между установками генерации и оптимизировать работу системы в целом [13].

Алгоритм работы центрального компьютера ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП показан в виде блок-схемы на рис. 1.

Первоначально инженерно-технический персонал указывает следующие исходные данные: число ЭП, координаты ЭП, координаты установок генерации, масштабный коэффициент, параметр контрастности рельефа, временной интервал бездействия системы. Далее центральный компьютер виртуальной ЭТС запрашивает базу данных графиков нагрузок ЭП. После чего следуют операции определения ЦЭН и построение картограмм нагрузок.

Рассмотрим подробнее операцию определения ЦЭН.

Используя метод потенциальных функций [14], выполним разбиение картограммы на области, ограниченные эквипотенциальными линиями, по формуле:

$$P(x, y) = \sum_{i=1}^n \left[P_i \cdot e^{-\alpha \cdot [(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2]} \right], \quad (1)$$

где n — количество ЭП, x_i и y_i — координаты ЭП, P_i — мощность ЭП, α — коэффициент контрастности рельефа.

Экстремумы функции $P(x, y)$ принимаются за оптимальное расположение ИП. ЭП разбиваются на группы соответственно координатам оптимального расположения ИП.

Операция определения ЦЭН группы ЭП (x_j, y_j) выполняется по следующим формулам:

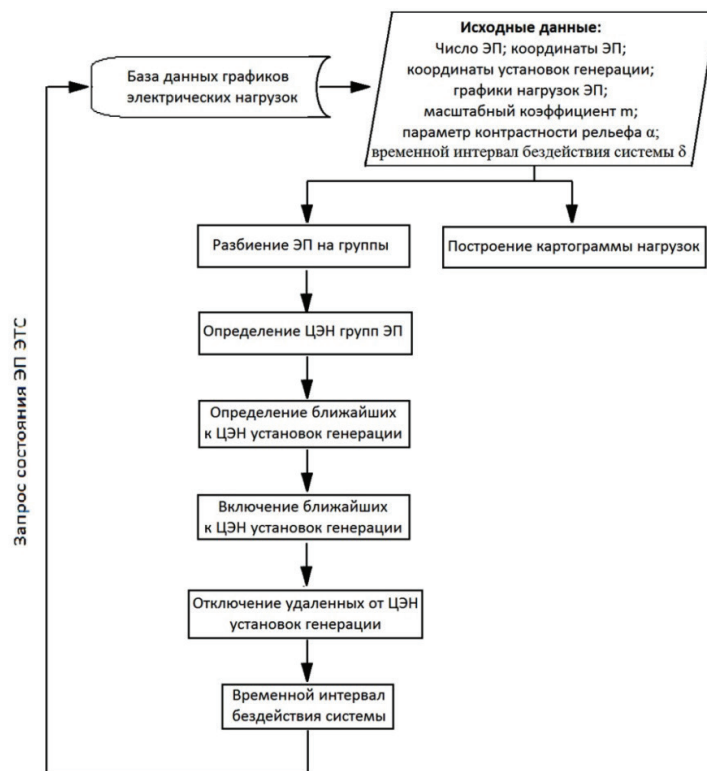


Рис. 1. Блок-схема динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ

Таблица 1

Основные ЭП района, их пиковые мощности (P) и координаты (x, y)

№	Наименование	P_1 (утро), кВт	P_2 (вечер), кВт	Координаты	
				$x, м$	$y, м$
1	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1050	2275
2	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1050	2125
3	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1200	2275
4	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1200	2125
5	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1350	2275
6	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1350	2125
7	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1500	2275
8	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1500	2125
9	Многоквартирный дом (10 этажей)	100	800	1650	2275
10	Многоквартирный дом (10 этажей)	100	800	1650	2125
11	Больница	200	200	250	2175
12	Санаторий	200	200	250	2025
13	Плавательный бассейн	150	150	725	2050
14	Торговый комплекс	50	100	1250	1925
15	Кинотеатр	50	100	1500	1925
16	Школа	100	100	3050	1750
17	Хлебозавод	100	100	2950	1550
18	Бетонный завод	50	5	2275	550
19	Кирпичный завод	1600	1000	1100	50

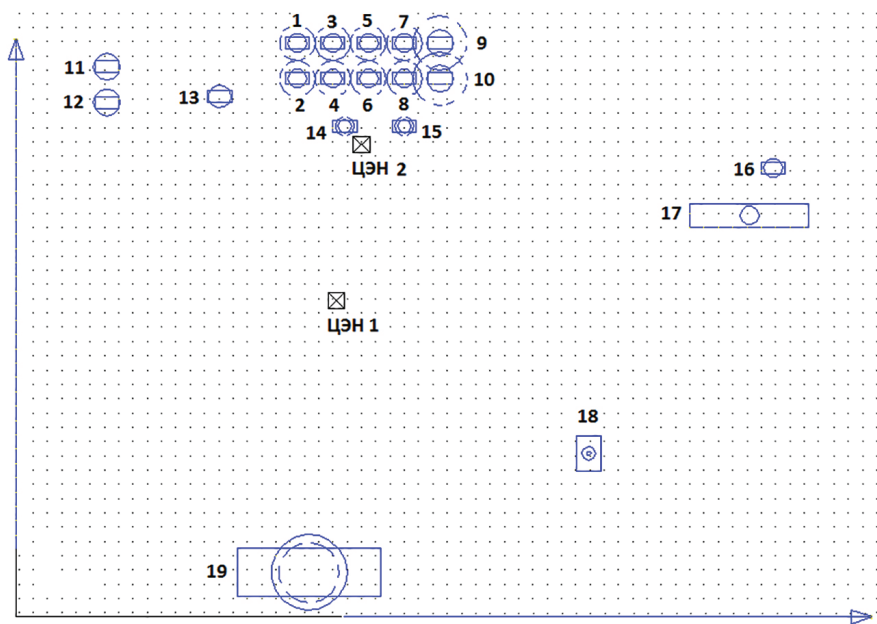


Рис. 2. Картограмма электрических нагрузок ЭП для ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП: ЦЭН 1 — утреннее время; ЦЭН 2 — вечернее время

Примечание. 1. Штриховой линией указаны мощности нагрузок ЭП в вечернее время. 2. Цена деления сетки 50 метров

$$x_j = \frac{X \cdot P_j}{\sum_k (P_j)_k}, \quad y_j = \frac{Y \cdot P_j}{\sum_k (P_j)_k} \quad (2)$$

где X, Y — вектор-столбцы координат ЭП j группы, P_j — вектор-столбец мощностей ЭП j группы, k — порядковый номер ЭП в j группе.

Операция построения картограммы нагрузок выполняется построением для каждого ЭП круга, площадь которого пропорциональна мощности ЭП, по следующей формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (3)$$

где P_i — мощность i -го ЭП, m — масштабный коэффициент.

После вычисления ЦЭН центральный компьютер виртуальной ЭТС определяет ближайшие к ЦЭН установки генерации, дистанционно включает эти установки, а удаленные от ЦЭН установки отключает. Далее следует временной интервал бездействия центрального компьютера, который задается инженерно-техническим персоналом. По истечении временного интервала бездействия центральный компьютер запрашивает состояние ЭП и повторяет вышеперечисленные операции.

Реализация алгоритма динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ в виде программы с использованием системы проектирования MathCAD. В качестве примера реализации алгоритма динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ рассмотрим систему электроснабжения города. Зададим в исходных данных программы основные характеристики ЭП города (пиковые мощности в утреннее и вечернее время, координаты ЭП, параметр контрастности и др.)

Согласно алгоритму работы программы далее следуют операции разбиения ЭП города на группы и построение картограмм нагрузок. Подробно рассмотрим построение картограмм нагрузок и последующие операции программы на примере одной из групп ЭП города (промышленный микрорайон).

Основные ЭП района, их пиковые мощности (P) и координаты (x, y) представлены в табл. 1.

ЦЭН района в утреннее и вечернее время — (x_1, y_1) и (x_2, y_2) соответственно рассчитываются по формулам (2): ЦЭН 1 (1216;1194), ЦЭН 2 (1320;1847).

Картограмма электрических нагрузок на генеральном плане района города (рис. 2) строится по формуле (3).

Из рис. 2 видно, что в течение суток ЦЭН ЭТС значительно смещается (около 700 м). Алгоритм работы центрального компьютера виртуальной ЭТС учитывает смещение ЦЭН, включая ближайшую к ЦЭН установку генерации и отключая более удаленную. Далее по алгоритму работы программы следует временной интервал бездействия, после которого система виртуальной ЭТС повторяет последовательность операций.

Оценим эффективность использования ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП.

Для этого рассчитаем потери в распределительных линиях при смещении ЦЭН (ЦЭН 1 и ЦЭН 2 на рис. 2), которые неизбежны при отсутствии перераспределения ИП.

Смещение ЦЭН L рассчитывается по формуле:

$$L = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} \quad (4)$$

где (x_1, y_1) (x_2, y_2) — координаты ЦЭН 1 и ЦЭН 2. Для ЦЭН 1 (1216;1194) и ЦЭН 2 (1320;1847) имеем $L = 661,1$ м.

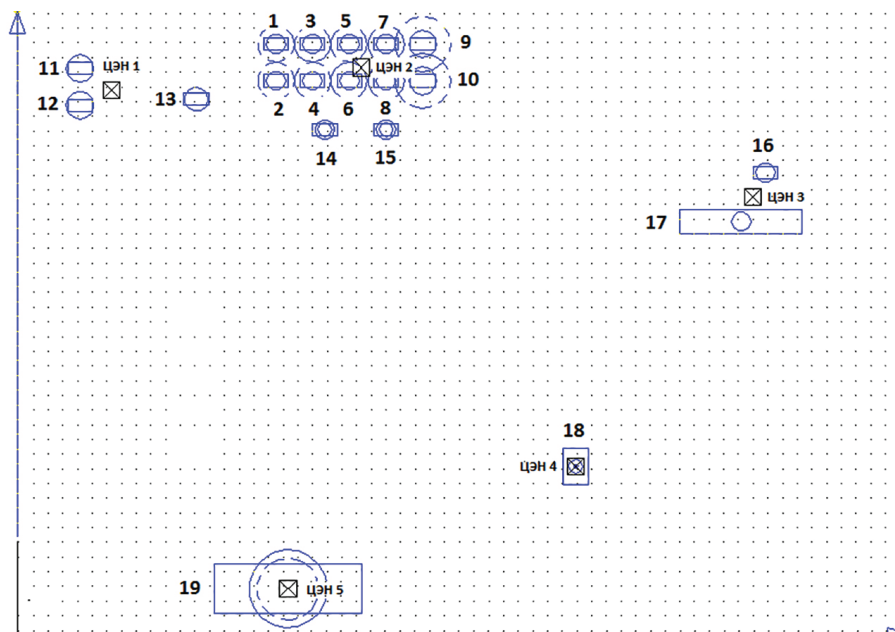


Рис. 3. Картограмма электрических нагрузок ЭП для ЭТС с РГ с увеличенным коэффициентом контрастности рельефа: ЦЭН 1–ЦЭН 5 — центры электрических нагрузок соответствующих групп ЭП

Примечание. 1. Штриховой линией указаны мощности нагрузок ЭП в вечернее время. 2. Цена деления сетки 50 метров

Таблица 2

Результаты расчета потерь в распределительных линиях

	Группа ЭП	Номера ЭП	ЦЭН (утро)	ЦЭН (вечер)	Смещение ЦЭН, м	Потери, руб./год
ЭТС с РГ с увеличенным числом групп ЭП	1	11,12,13	379,5; 2086	379,5; 2086	0	0
	2	1-10,14,15	1398; 2179	1399; 2189	10,1	1611
	3	16,17	3000; 1650	3000; 1650	0	0
	4	18	2275; 550	2275; 550	0	0
	5	19	1100; 50	1106; 52,5	6,4	1021
ЭТС с РГ с меньшим числом групп ЭП			1216; 1194	1320; 1847	661,1	163100

Фазный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cos \varphi}, \quad (5)$$

где P — мощность фазы за рассматриваемый период времени, U — фазное напряжение, $\cos \varphi$ — коэффициент мощности.

Приняв $P = 1276$ кВт, $U = 10$ кВ, $\cos \varphi = 0,96$, находим фазный ток $I = 76,7$ А.

Учитывая суммарную мощность ЭП ЭТС, при $U = 10$ кВ и расстоянии от места расположения ИП до ЭП порядка 2000 м выбрана марка провода СИП-3 с удельным сопротивлением 1,3 Ом/км.

Потери в распределительных линиях были рассчитаны по формуле [15]:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (6)$$

где I — ток в линии, r_0 — удельное сопротивление провода, L — длина линии (смещение ЦЭН).

Для $I = 76,7$ А, $r_0 = 1,3$ Ом/км, $L = 661,1$ м имеем потери в линиях $P = 8,1$ кВт. Стоимость потерь в линии за год оценивается по формуле [15]:

$$Z = 8760 \cdot P \cdot \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot \Delta, \quad (7)$$

где P — потери в линиях, T_M — продолжительность максимальной нагрузки, Δ — тариф электроэнергетики.

Приняв продолжительность максимальной нагрузки $T_M = 2880$ часов, а тариф электроэнергетики $\Delta = 4,67$ руб./кВт, для $P = 8,1$ кВт имеем стоимость потерь электроэнергетики в одной группе ЭП города за год 105,4 тыс. руб. Если учитывать все группы ЭП города, то стоимость потерь значительно возрастет.

Заметим, что эффективность применения динамического перераспределением ИП зависит от числа групп, на которые методом потенциальных функций разбиваются ЭП. Построим картограмму района города при увеличении коэффициента контрастности рельефа, то есть при большем числе групп ЭП (рис. 3). Из рис. 3 видно, что смещение ЦЭН незначительно, при данном масштабе картограммы ЦЭН в утреннее и вечернее время совпадают.

Сравним эффективность использования динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ с разным числом групп ЭП, представив результаты расчета потерь в распределительных линиях в виде табл. 2. Из табл. 2 следует, что эффективность использования динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ уменьшается при увеличении числа групп ЭП. Это следует учитывать при организации ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ЦЭН.

Выводы.

1. Разработан алгоритм и программа расчета динамического перераспределения ИП в ЭТС с РГ при изменяющейся во времени мощности ЭП в системе проектирования MathCAD.

2. Предложена организация ЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП на основе сотовой связи и центрального компьютера (smart grid).

3. На примере промышленного района города реализованы разработанный алгоритм и программа.

Результаты расчета показали, что стоимость потерь электроэнергии в одной группе ЭП города за год составляет 105,4 тыс. руб. Если учитывать все группы ЭП города, то стоимость потерь значительно возрастет. Также замечено, что эффективность использования динамического перераспределения ИП ЭТС с РГ уменьшается при увеличении числа групп ЭП.

Библиографический список

1. Леонов Е. Н. Системы децентрализованного электроснабжения на основе технологий микрогенерации и их перспективы // Повышение надежности и энергоэффективности электротехнических систем и комплексов: межвуз. сб. науч. тр. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. С. 91–93. ISBN 978-5-9613-0289-9.

2. Дубинин В. С. Сопоставление систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения в современных условиях России. Ч. 1 / Промышленная энергетика. 2005. № 9. С. 7–12.

3. Guan T., Lin H., Sun Q. [et al.]. Optimal configuration and operation of multi-energy complementary distributed energy systems // Energy Procedia. 2018. Vol. 152. P. 77–82. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.09.062.

4. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.

5. Kakran S., Chanana S. Smart operations of smart grids integrated with distributed generation // A review: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 81, Part 1. P. 524–535. DOI: 10.1016/j.rser.2017.07.045.

6. Aman M. A., Abbasi M. Z., Ali M. [et al.]. To Negate the influences of Un-deterministic Dispersed Generation on

Interconnection to the Distributed System considering Power Losses of the system // Journal of Mechanics of Continua and Mathematical Sciences. 2018. Vol. 13 (3). P. 117–132.

7. Дед А. В. Математическое моделирование расчета потерь мощности в трехфазной сети при несимметрии нагрузки // Омский научный вестник. 2016. № 5 (149). С. 98–101.

8. Fishov A., Shiller M., Dekhterev A. [et al.]. Stability Monitoring and Control of Generation Based on the Synchronized Measurements in Nodes of Its Connection // Journal of Energy and Power Engineering. 2015. Vol. 9. P. 59–67. DOI: 10.17265/1934-8975/2015.01.007.

9. Ivanin O. A., Director L. B. The Use of Artificial Neural Networks for Forecasting the Electric Demand of Stand-Alone Consumers // Thermal Engineering. 2018. Vol. 65, no. 5. P. 258–265. DOI: 10.1134/S004060151805004X.

10. Howell S., Rezgui Y., Hippolyte J.-L. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 77. P. 193–214. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.107.

11. Sha A., Aiello M. Topological Considerations on Decentralised Energy Exchange in the Smart Grid // Procedia Computer Science. 2018. Vol. 130. P. 720–727.

12. Корж И. А., Косарев Б. А. Выбор материалов для беспроводных датчиков горючих газов с низким энергопотреблением // Техника радиосвязи. 2018. Вып. 3 (38). С. 72–81.

13. Marah R., Hibaoui A. E. Algorithms for Smart Grid management // Sustainable Cities and Society. 2018. Vol. 38. P. 627–635. DOI: 10.1016/j.scs.2018.01.041.

14. Кудрин Б. И. Электроснабжение. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Издат. центр Академия, 2012. 352 с.

15. Сибикин Ю. Д. Основы проектирования электроснабжения промышленных и гражданских зданий. М.: Директ-Медиа, 2016. 508 с.

КОСАРЕВ Борис Андреевич, инженер по специальности «Промышленная электроника».

Адрес для переписки: BorisK_88@mail.ru

КОЩУК Галина Андреевна, ассистент кафедры «Теоретическая и общая электротехника».

Адрес для переписки: galina_koshuk@mail.ru

ФЕДОРОВ Владимир Кузьмич, доктор технических наук, профессор (Россия), профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий».

SPIN-код: 2389-6978,

AuthorID (РИНЦ): 512746

AuthorID (SCOPUS): 57194237212

Адрес для переписки: el.tech.omgtu@gmail.com

ПОЛЫНЦЕВ Леонид Геннадьевич, аспирант кафедры «Электрическая техника».

Адрес для переписки: el.tech.omgtu@gmail.com

Для цитирования

Косарев Б. А., Кошук Г. А., Федоров В. К., Полинцев Л. Г. Динамическое перераспределение источников питания в электротехнической системе с распределенной генерацией // Омский научный вестник. 2019. № 2 (164). С. 50–55. DOI: 10.25206/1813-8225-2019-164-50-55.

Статья поступила в редакцию 18.03.2019 г.

© Б. А. Косарев, Г. А. Кошук, В. К. Федоров, Л. Г. Полинцев