

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219>

УДК 621.311:017

О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID

М. И. Фурсанов¹⁾, А. А. Золотой¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Усовершенствована одна из основных задач, решаемых для всех электрических сетей с разомкнутой топологией, в том числе для городских электрических сетей, а именно – задача выбора оптимальных точек размыкания. Показано, что насыщение городских сетей распределенными источниками малой генерации приводит к тому, что определяемые режимные параметры в условиях городских SMART GRID становятся наблюдаемыми. Поэтому большинство задач управления режимами, характерных для городских распределительных электрических сетей традиционного исполнения, в SMART GRID свою актуальность теряют. Основной технологической задачей является совершенствование выбора оптимальных точек размыкания сетей. Городские электрические сети ОЭС Беларуси активно насыщаются распределенными источниками малой генерации, которые могут подключаться к высоковольтным шинам потребительских трансформаторных подстанций, в том числе на стороне нагрузки, и оснащаются автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой и поддержания автономной работы. Поэтому учет таких генерирующих источников в задачах управления режимами городских электрических сетей как традиционных, так и в условиях SMART GRID становится необходимым. В статье предложены методика и алгоритм выбора оптимальных точек размыкания городских электрических сетей с учетом различных условий применения источников малой генерации: когда источник работает параллельно с электрической сетью и имеет постоянные активную и реактивную генерации или питает изолированную от сети нагрузку с учетом ограничения на генерируемую источником мощность. Решение этой задачи позволяет снизить потери мощности и электроэнергии в сети в значительно большей степени, чем от внедрения любого другого эксплуатационного мероприятия. Разработанный алгоритм апробирован на примере оптимизации точек размыкания фрагмента городской распределительной сети 10 кВ. Также предложено эффективное решение задачи выбора начальных положений точек размыкания городских сетей на основе алгоритма Дейкстры, что в значительной мере сокращает время их оптимизации.

Ключевые слова: городская сеть, разомкнутая топология, оптимум, точка размыкания, распределенный источник, малая генерация, алгоритм, фрагмент, алгоритм Дейкстры

Для цитирования: Фурсанов, М. И. О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 3. С. 207–219. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219>

Адрес для переписки

Фурсанов Михаил Иванович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-65-82
elsyst@bntu.by

Address for correspondence

Fursanov Mishail I.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-82
elsyst@bntu.by

On the Choice of the Optimal Points of Opening in City Power Grids in the Conditions of the SMART GRID

M. I. Fursanov¹⁾, A. A. Zolotoy¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. One of the main tasks being solved for all electric networks with open topology, including city electric networks, viz. a task of the choice of optimum points of disconnection, has been improved. It is shown that saturation of urban networks with distributed sources of small-scale generation causes the fact that mode parameters being determined in the urban SMART GRID conditions become observable. Therefore, the majority of problems of mode control, typical for urban distribution electric networks of a traditional design, lose their relevance under the SMART GRID conditions. The main technological task is to improve the selection of optimal points of disconnection of networks. Urban electric networks of the Belarusian United Energy System are actively saturated with distributed sources of small-scale generation, which can be connected to high-voltage buses of consumer transformer substations, including the ones on the load side; and they are equipped with automation to ensure synchronous operation with the power system and maintain autonomous operation. Therefore, the accounting of such generating sources becomes necessary as one of the objectives of managing the modes of urban electric networks (both traditional ones and the ones in the SMART GRID conditions). In the article the technique and algorithm of choice of optimal points of disconnection of city electric networks are proposed taking into account various conditions of application of sources of small generation: when the source operates in parallel with an electric network and has constant active and reactive generation or energizes the load isolated from a network taking into account restrictions of the power generated by a source. The solution of this task makes it possible to reduce losses of power and the electricity in a network much more than because of implementation of any other operational action. The developed algorithm was tested through the example of optimization of the points of disconnection of the fragment of the urban distribution network of 10 kV. An effective solution to the problem of choosing the initial positions of the points of disconnection of urban networks based on the Dijkstra algorithm is also proposed, which significantly reduces the time of their optimization.

Keywords: city power grid, open topology, optimum, open point, distributed source, small-scale generation, algorithm, fragment, Dijkstra algorithm

For citation: Fursanov M. I., Zolotoy A. A. (2018) On the Choice of the Optimal Points of Opening in City Power Grids in the Conditions of the SMART GRID. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (3) 207–219. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219> (in Russian)

Одно из основных отличий SMART GRID от городских электрических сетей традиционного исполнения – наблюдаемость. В традиционных городских сетях 6–10 кВ доступной режимной информацией являются показания индукционных счетчиков активной и реактивной электроэнергии на головных участках распределительных линий за месяц, а также месячные данные цифровых приборов учета электроэнергии на вводах 6–10 кВ трансформаторов питающих подстанций 35 кВ и выше, включая получасовые графики электроэнергии [1–5]. В городских сетях 0,38 кВ традиционного исполнения доступной информацией о режиме являются только данные энергосбыта об электропотреблении абонентов [1]. В условиях SMART GRID, напротив, доступны графики временного изменения всех режимных параметров сети, которые для сетей традиционного исполнения определяются только в результате электрических расчетов.

Задачи управления режимами городских электрических сетей традиционного исполнения так или иначе сводятся к расчету режимных парамет-

ров, оперативное измерение которых технически невозможно, и затем – к формированию на их основе управляющих воздействий. В условиях SMART GRID сеть является полностью наблюдаемой и задачи управления сводятся к непрерывному поддержанию оптимального состояния режимов сети, складывающихся при постоянном изменении нагрузок потребителей и источников электроэнергии.

Управляющие воздействия в городских электрических сетях традиционного исполнения обычно формируются сезонными, так как возможность дистанционного управления электрооборудованием отсутствует. В условиях SMART GRID оперативные управляющие воздействия формируются всегда.

В последние годы городские распределительные электрические сети ОЭС Беларуси активно насыщаются распределенными источниками малой генерации. Они могут подключаться к шинам ТП, в том числе на стороне нагрузки, и оснащаются автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой и поддержания автономной работы. Поэтому учет таких источников в задачах управления режимами городских электрических сетей как традиционных, так и в условиях SMART GRID становится необходимым.

Основная задача, которую приходится решать для всех электрических сетей с разомкнутой топологией, в том числе и для городских распределительных сетей, – выбор их оптимальных точек размыкания. Решение этой задачи позволяет снизить потери мощности и электроэнергии в сети в значительно большей степени, чем от внедрения любого другого эксплуатационного мероприятия, доступного в электрических сетях данного класса. Насыщение городских сетей распределенными источниками малой генерации требует совершенствования методов определения мест их оптимального размыкания как в условиях SMART GRID, так и для сетей традиционно исполнения.

Авторами предложены методика и алгоритм определения мест оптимального размыкания (разреза) городских электрических сетей с учетом распределенных источников малой генерации. Методика разработана для следующих условий:

- источник распределенной генерации работает параллельно с электрической сетью и имеет постоянные активную и реактивную генерации;
- источник распределенной генерации обеспечивает питание изолированной от сети нагрузки с учетом ограничения на генерируемую источником мощность.

Блок-схема разработанного алгоритма приведена на рис. 1.

Решение задачи начинается с выбора в блоке 1 начальных положений точек разреза (размыкания) сети. Блок 2 выбирает текущую рассматриваемую точку размыкания.

В блоке 3 выполняется замыкание разреза в текущей точке сети и схема преобразуется к линии с двусторонним питанием, которая эквивалентуется относительно своей магистрали. Пример исходной и эквивалентной схем сети относительно магистрали $A-B$ линии с двусторонним питанием показан на рис. 2.

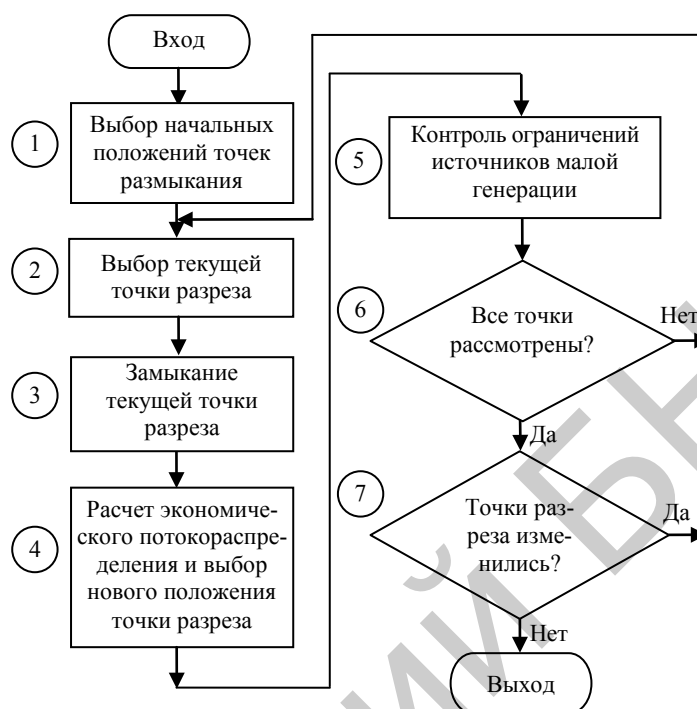


Рис. 1. Блок-схема алгоритма оптимизации мест размыкания городских электрических сетей с учетом распределенных источников малой генерации

Fig. 1. Block diagram of the algorithm of optimization of places of disconnection of city power grids taking into account the distributed sources of small generation

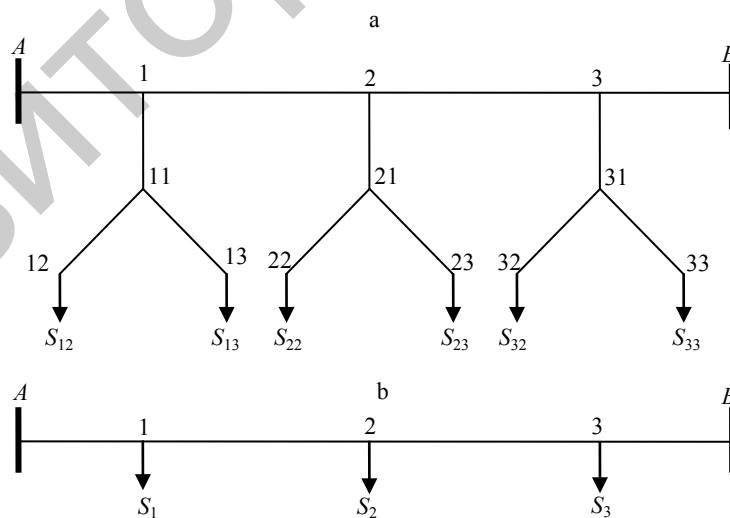


Рис. 2. Исходная (а) и эквивалентная (б) схемы сети линии с двусторонним питанием

Fig. 2. Initial (a) and equivalent (b) circuits of a two-way power line network

При эквивалентировании сети применяются допущения, традиционные для распределительных электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже [6–8]. Например, определение потерь мощности на участках рас-

пределительных линий, подключенных к узлам 1, 2, 3 (рис. 2а), может выполняться по номинальному напряжению и полагая, что потоки мощности в начале и конце каждого участка одинаковы.

Исходя из изложенного, для схемы рис. 2 можно записать:

$$\begin{aligned}\underline{S}_1 &= \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} + \left| \frac{\underline{S}_{12}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{11-12} + \left| \frac{\underline{S}_{13}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{11-13} + \left| \frac{\underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{1-11}; \\ \underline{S}_2 &= \underline{S}_{22} + \underline{S}_{23} + \left| \frac{\underline{S}_{22}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{21-22} + \left| \frac{\underline{S}_{23}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{21-23} + \left| \frac{\underline{S}_{22} + \underline{S}_{23}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{2-21}; \\ \underline{S}_3 &= \underline{S}_{32} + \underline{S}_{33} + \left| \frac{\underline{S}_{32}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{31-32} + \left| \frac{\underline{S}_{33}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{31-33} + \left| \frac{\underline{S}_{32} + \underline{S}_{33}}{U_{\text{НОМ}}} \right|^2 z_{3-31}.\end{aligned}$$

Блок 4 (рис. 1) производит расчет экономического потокораспределения и выбор нового положения точки размыкания сети.

Экономическое потокораспределение в сети определяется по формуле

$$\underline{S}_{A1\alpha} = \frac{\sum_i \underline{S}_i r_{iB}}{r_{\Sigma}}, \quad (1)$$

где $\underline{S}_{A1\alpha}$ – экономический поток мощности на первом головном участке линии; \underline{S}_i – нагрузка в i -м узле магистрали сети; r_{iB} – суммарное активное сопротивление участков плеча магистрали сети от i -го узла до второго источника питания B ; r_{Σ} – то же всех участков магистрали сети от первого источника питания до второго.

На основе анализа результатов выполненного расчета экономического потокораспределения выбирается участок сети с наименьшим потоком мощности и следующее положение точки размыкания сети переносится на данный участок.

Блок 5 выполняет проверку ограничений по допустимой нагрузке малого источника генерации в магистрали рассматриваемой схемы сети. Если нагрузка данного источника превышает допустимое для него значение, то положение текущей точки размыкания сети последовательно смещается в сторону малого источника генерации в порядке убывания потока мощности экономического потокораспределения в сети.

Блоки 2–5 работают для каждой точки возможного размыкания сети (блок 6). Когда все возможные точки размыкания сети рассмотрены, выполняется проверка (блок 7) – изменились их положения или нет. Если в результате выполнения блоков 2–5 положение хотя бы одной точки размыкания сети изменилось, то управление передается в блок 2 и процесс оптимизации положений точек размыкания сети (блоки 2–5) повторяется. Если в результате выполнения блоков 2–5 положения точек размыкания сети не изменились, то расчет заканчивается.

Предложенный алгоритм апробирован на примере оптимизации точек размыкания в фрагменте городской электрической сети 10 кВ, представ-

ленной на рис. 3. На схеме рис. 3 нанесены параметры сети и исходные режимные данные (\underline{S}). Знаком «*» отмечены источники малой генерации, способные работать на выделенную нагрузку, отдельно от электрической сети. В схему включены источники питания как с постоянной активно-реактивной генерацией, так и с генерацией, регулируемой под выделенную нагрузку, что позволяет произвести комплексную проверку предложенной методики для каждого случая ее применения. На схеме рис. 3 видны две точки размыкания, имеющие текущие положения в ветвях 2–21 и 4–5.

Начальное приближение положений точек размыкания сети целесообразно выбирать таким, чтобы электрические расстояния до источников питания, скорректированные по условиям исходного обеспечения допустимой нагрузки источников малой генерации, были бы по возможности равны между собой или близки друг к другу. Основные подходы к выбору начальных положений точек размыкания контуров в схемах распределительных электрических сетей 6–10 кВ рассмотрены в [9].

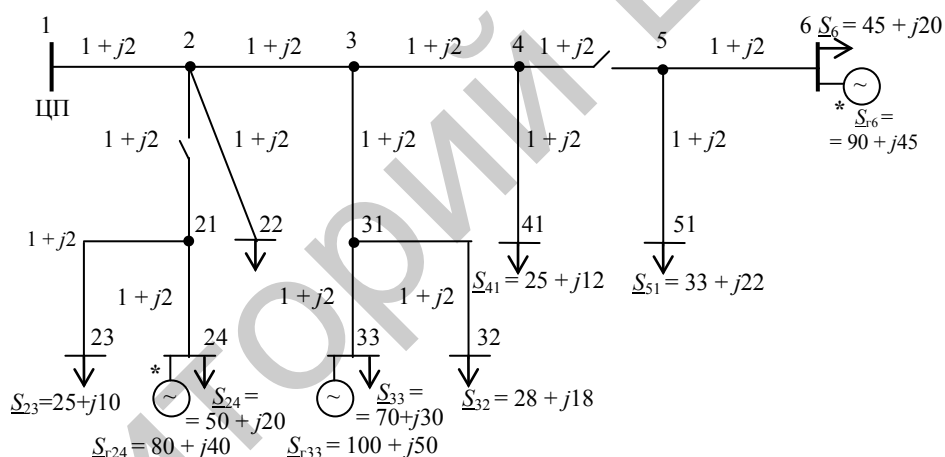


Рис. 3. Фрагмент городской распределительной электрической сети 10 кВ

Fig. 3. A fragment of the city distribution power grid networks of 10 kV

Решение задачи начинается с выбора текущего разреза сети, положение которого оптимизируется. В качестве текущего принят разрез в ветви 2–21 схемы сети. Замыкаем выбранный разрез и выполняем расчет экономического потокораспределения в схеме образовавшейся линии с двусторонним питанием, представленной на рис. 4.

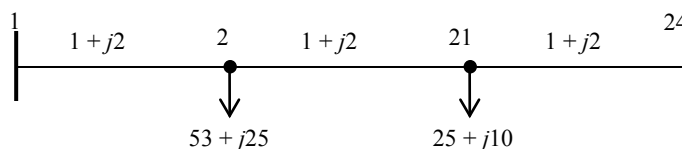


Рис. 4. Расчетная схема линии с двусторонним питанием, полученная при замыкании текущего разреза в ветви 2–21 схемы рис. 3

Fig. 4. The design scheme of the line with two-way power, obtained by closing the current section in the branch 2–21 of the circuit of fig. 3

Значение экономического потока мощности в ветви 1–2 схемы рис. 4 вычисляется по формуле (1):

$$P_{1-2\text{э}} = \frac{P_2(r_{2-21} + r_{21-24}) + P_{21}r_{21-24}}{r_{1-2} + r_{2-21} + r_{21-24}} = \frac{53 \cdot 2 + 25 \cdot 1}{3} = 43,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{1-2\text{э}} = \frac{Q_2(r_{2-21} + r_{21-24}) + Q_{21}r_{21-24}}{r_{1-2} + r_{2-21} + r_{21-24}} = \frac{25 \cdot 2 + 10 \cdot 1}{3} = 20,0 \text{ квар.}$$

Экономические потоки мощности на других участках схемы:

$$\underline{S}_{2-21\text{э}} = \underline{S}_{1-2\text{э}} - \underline{S}_2 = (43,7 + j20) - (53 + j25) = -9,3 - j5,0 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{21-24\text{э}} = \underline{S}_{2-21\text{э}} - \underline{S}_{21} = (-9,3 - j5) - (25 + j10) = 34,3 + j5,0 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Модули экономических потоков мощности на всех участках схемы:

$$|S_{1-2\text{э}}| = \sqrt{P_{1-2\text{э}}^2 + Q_{1-2\text{э}}^2} = \sqrt{43,7^2 + 20^2} = 48,1 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$|S_{2-21\text{э}}| = \sqrt{P_{2-21\text{э}}^2 + Q_{2-21\text{э}}^2} = \sqrt{(-9,3)^2 + (-5)^2} = 10,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$|S_{21-24\text{э}}| = \sqrt{P_{21-24\text{э}}^2 + Q_{21-24\text{э}}^2} = \sqrt{34,3^2 + 5^2} = 34,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Видно, что наименьший экономический поток мощности получился на ветви 2–21, в которой установлен текущий разрез сети, поэтому принятое исходное текущее положение разреза в ветви 2–21 является оптимальным.

Перейдем к оптимизации текущего положения разреза в ветви 4–5. Замкнем выбранный разрез и выполним расчет экономического потокораспределения в схеме образовавшейся линии с двусторонним питанием, представленной на рис. 5.

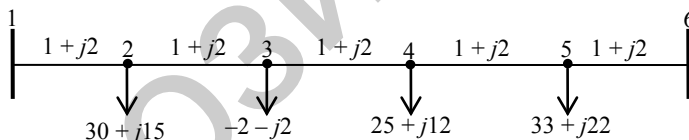


Рис. 5. Расчетная схема линии с двусторонним питанием, образовавшейся при замыкании разреза в ветви 4–5 схемы рис. 3

Fig. 5. The design scheme of the line with two-way power, formed by closing the current section in the branch 4–5 of the circuit of fig. 3

Значение экономического потока мощности в ветви 1–2 схемы рис. 5 определим по формуле (1):

$$P_{1-2\text{э}} = \frac{P_2(r_{2-3} + r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6}) + P_3(r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6})}{r_{1-2} + r_{2-3} + r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6}} + \frac{P_4(r_{4-5} + r_{5-6}) + P_5r_{5-6}}{r_{1-2} + r_{2-3} + r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6}} = \frac{30 \cdot 4 - 2 \cdot 3 + 25 \cdot 2 + 33 \cdot 1}{5} = 39,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{1-2,3} = \frac{Q_2(r_{2-3} + r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6}) + Q_3(r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6})}{r_{1-2} + r_{2-3} + r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6}} +$$

$$+ \frac{Q_4(r_{4-5} + r_{5-6}) + Q_5 r_{5-6}}{r_{1-2} + r_{2-3} + r_{3-4} + r_{4-5} + r_{5-6}} = \frac{15 \cdot 4 - 2 \cdot 3 + 12 \cdot 2 + 22 \cdot 1}{5} = 20,0 \text{ квар.}$$

Экономические потоки мощности на остальных участках схемы:

$$\underline{S}_{2-3,3} = \underline{S}_{1-2,3} - \underline{S}_2 = (39,4 + j20) - (30 + j15) = 9,4 + j5,0 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{3-4,3} = \underline{S}_{1-2,3} - \underline{S}_3 = (9,4 + j5,0) - (-2 - j2) = 11,4 + j7,0 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{4-5,3} = \underline{S}_{3-4,3} - \underline{S}_4 = (11,4 + j7,0) - (25 + j12) = -13,6 - j5,0 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{5-6,3} = \underline{S}_{4-5,3} - \underline{S}_5 = (-13,6 - j5,0) - (33 + j22) = -46,6 - j27,0 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Модули экономических потоков мощности в схеме:

$$|S_{1-2,3}| = \sqrt{P_{1-2,3}^2 + Q_{1-2,3}^2} = \sqrt{39,4^2 + 20^2} = 44,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$|S_{2-3,3}| = \sqrt{P_{2-3,3}^2 + Q_{2-3,3}^2} = \sqrt{9,4^2 + 5^2} = 10,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$|S_{3-4,3}| = \sqrt{P_{3-4,3}^2 + Q_{3-4,3}^2} = \sqrt{11,4^2 + 7^2} = 13,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$|S_{4-5,3}| = \sqrt{P_{2-21,3}^2 + Q_{2-21,3}^2} = \sqrt{(-13,6)^2 + (-5)^2} = 14,5 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$|S_{5-6,3}| = \sqrt{P_{5-6,3}^2 + Q_{5-6,3}^2} = \sqrt{(-46,6)^2 + (-27)^2} = 53,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Наименьший экономический поток мощности получился на участке 2–3, поэтому начальное положение разреза сети следует перенести из ветви 4–5 в оптимальную ветвь 2–3.

Мощность источника малой генерации в узле 6 схемы рис. 3 $\underline{S}_{r6} = 90 + j45$ кВт. При этом в узле 6 подключена нагрузка мощностью $\underline{S}_6 = 45 + j20$ кВт. Суммарная расчетная мощность нагрузки \underline{S}_{p6} , которая должна будет питаться от источника малой генерации в узле 6 при установке точки размыкания сети на участке 2–3, составит

$$\underline{S}_{p6} = S_6 + S_5 + S_4 + S_3 = 45 + j20 + 33 + j22 + 25 + j12 - 2 - j2 =$$

$$= 101 + j52 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Видно, что суммарная расчетная мощность нагрузки источника в узле 6 \underline{S}_{p6} превышает его максимальную мощность генерации ($\underline{S}_{p6} > \underline{S}_{r6}$). Поэтому полученное положение точки размыкания сети придется перенести ближе к узлу 6 схемы на один участок, а именно – на участок 3–4, и снова вычислить суммарную расчетную мощность нагрузки, которая будет питаться от источника малой генерации в узле 6 при установке точки размыкания сети на участке схемы 3–4:

$$\underline{S}_{p6} = S_6 + S_5 + S_4 = 45 + j20 + 33 + j22 + 25 + j12 = 103 + j54 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетная мощность нагрузки источника в узле 6 снова превышает значение \underline{S}_{r6} , т. е. $\underline{S}_{p6} > \underline{S}_{r6}$. Перенесем положение точки размыкания сети ближе к узлу 6 схемы еще на один участок (участок 4–5) и снова вычислим суммарную расчетную мощность нагрузки источника в узле 6

$$\underline{S}_{p6} = S_6 + S_5 = 45 + j20 + 33 + j22 = 78 + j42 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетная мощность нагрузки источника в узле 6 наконец стала меньше максимальной мощности генерации ($\underline{S}_{p6} < \underline{S}_{r6}$). Это означает, что оптимальное положение точки размыкания сети с учетом ограничений по мощности источника малой генерации должна остаться на участке 4–5 схемы сети.

В результате проведенного исследования установлено, что исходные положения точек размыкания изменять не следует, поэтому дальнейшее уточнение их положения не требуется. Задача решена.

Результаты расчетов суммарных потерь активной мощности в схеме рис. 3 при возможных положениях точек размыкания сети приведены в табл. 1.

Таблица 1

Суммарные потери активной мощности в схеме рис. 3 при различных положениях точек размыкания

Total losses of active power in the circuit of fig. 3 at different positions of the opening points

Положение 1 точек размыкания	Положение 2 точек размыкания	Суммарные потери мощности
2–21	4–5	0,125
21–24	4–5	0,177
2–21	5–6	0,299
21–24	5–6	0,335

Из табл. 1 видно, что наименьшее значение суммарных потерь активной мощности в схеме соответствует точкам размыкания сети на участках 4–5 и 2–21.

Блок-схема разработанного алгоритма, реализующего выбор исходных положений точек размыкания городских распределительных сетей перед началом их оптимизации, представлена на рис. 6.

Удачный выбор начальных положений точек размыкания сети значительно сокращает время их оптимизации. При равномерном распределении нагрузок начальные положения точек размыкания схемы, выбранные на основе электрических расстояний между узлами нагрузки и источника питания, практически совпадают с их оптимальными положениями. При этом важно, чтобы решение задачи выбора начального приближения выполнялось за небольшое и заранее предусмотренное количество шагов.

Определение электрических расстояний от узлов нагрузки до источников питания схемы выполняется на основе алгоритма Дейкстры [10]. Данный алгоритм решает задачу о кратчайших путях из одной вершины

до остальных на взвешенном ориентированном графе $G = (V, E)$ с исходной вершиной s , в котором веса всех ребер неотрицательны ($u, v) \geq 0$ для всех $(u, v) \in E$. Ориентированный граф $G = (V, E)$ состоит из множества вершин V и множества ориентированных ребер E . Ребра ориентированного графа представляются в виде упорядоченной пары вершин (v, w) , где вершина v является началом, а w – концом ребра.

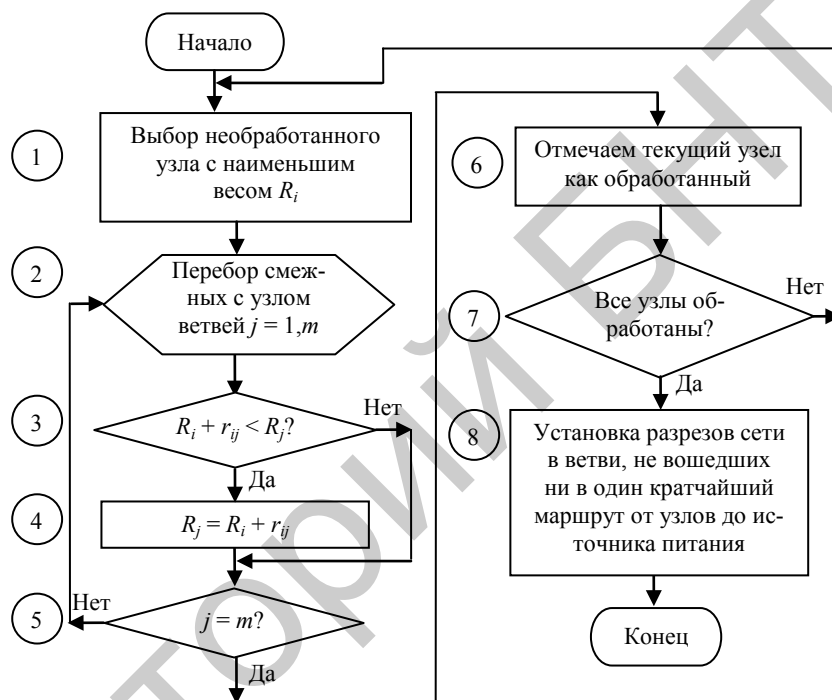


Рис. 6. Блок-схема алгоритма выбора начальных положений мест размыкания городских электрических сетей

Fig. 6. The block diagram of algorithm of the choice of initial provisions of the places of disconnection of city power grids

Весом пути $p = (v_0, v_1, \dots, v_k)$ является сумма весов ребер, входящих в этот путь:

$$w(p) = \sum_{i=1}^k w(v_{i-1}, v_i). \quad (2)$$

Вес кратчайшего пути из u в v по определению равен

$$\delta(u, v) = \begin{cases} \min w(p) : \forall p(u, v); & \text{если } \exists p(u, v); \\ \infty, & \text{иначе.} \end{cases} \quad (3)$$

Кратчайшим путем из вершины u к вершине v графа G является любой путь p из u в v , для которого $w(p) = \delta(u, v)$.

Любая часть кратчайшего пути сама является кратчайшим путем. Это значит, что задача о кратчайших путях обладает свойством оптимальности

для подзадач и признаком того, что к ней может быть применен метод динамического программирования или жадный алгоритм.

В процессе работы алгоритма Дейкстры поддерживается множество $S \subseteq V$, состоящее из вершин v , для которых $\delta(s, v)$ уже найдено. Алгоритм выбирает вершину $u \in V/S$ с наименьшим значением $d[u]$ верхней оценки веса кратчайшего пути из s в u , добавляет u к множеству S и производит релаксацию всех ребер, выходящих из u , после чего цикл повторяется. Релаксация ребра $(u, v) \in E$ состоит в уменьшении значения $d[v]$ до величины $d[u] + \omega(u, v)$, притом что $d[v]$ остается верхней оценкой веса. Вершины, не входящие в S , хранятся в очереди Q с приоритетами, определяемыми значениями функции d . Предполагается, что граф G задан списками смежных вершин.

Схемы городских распределительных электрических сетей обычно имеют два и более центров питания. Для приведения задачи к виду, определенному условиями применения алгоритма Дейкстры, вводится один фиктивный центр питания, в котором замыкаются все имеющиеся центры питания схемы. Фиктивный центр питания выступает в роли той вершины ориентированного графа, из которой и определяются кратчайшие пути.

Фиктивный центр питания обозначим вершиной A . Каждой вершине графа схемы назначается вес R , равный минимальному, известному на данном шаге расстоянию от этой вершины до вершины A . На каждом шаге алгоритм, обрабатывая вершину, пытается снизить ее вес. Работа завершается после обработки всех вершин схемы.

Перед началом алгоритма вес вершины A принимается равным нулю, а веса остальных вершин – бесконечности. Это отражает факт того, что расстояния от вершины A до других вершин в данный момент неизвестны. Все вершины графа помечаются как необработанные.

На каждом шаге алгоритма среди необработанных вершин выбирается вершина u , имеющая наименьший вес (рис. 6, блок 1). Рассматриваются все возможные маршруты, в которых выбранная вершина u является предпоследним пунктом (блок 2). Для каждой смежной вершины вычисляется новая длина пути, равная сумме веса выбранной вершины u и веса ребра, соединяющего вершину u с данной смежной вершиной. Если полученная длина оказывается меньше веса смежной вершины, то данный вес заменяется этой длиной (блоки 3, 4). После рассмотрения всех смежных вершин выбранная вершина u отмечается как обработанная, после чего выполняется следующий шаг алгоритма до тех пор, пока не будут обработаны все вершины графа (блок 6). Когда все вершины графа будут обработаны и найдены кратчайшие пути от каждой вершины до вершины A , устанавливаются места размыкания на ребрах графа, которые не остались включенными ни в один кратчайший путь до вершины A (блок 8).

Сложность алгоритма, представленного на рис. 6, зависит от способа:

- нахождения вершины v ;
- хранения множества необработанных вершин;
- обновления весов вершин.

Если обозначить через n количество вершин и через m число ребер в графе G , то в простейшем случае, когда для поиска вершины с мини-

мальным $d[v]$ просматривается все множество вершин, а для хранения величин d используется несортированный массив, порядок алгоритма будет $O(n^2 + m)$. Основным циклом выполняется n раз, в цикле нахождение минимума тратится около n операций, плюс количество релаксаций (смен весов), которое не превосходит число ребер m в исходном графе.

Для разреженных графов (где m намного меньше n) необработанные вершины можно хранить в двоичной куче, используя в качестве ключа значения d . Тогда время извлечения i -й вершины из кучи станет $\log n$, притом что время модификации $d[i]$ также возрастет до $\log n$. Поскольку цикл выполняется n раз, а количество релаксаций не больше m , скорость работы такой реализации составит $O(n \log n + m \log n)$. Если хранение необработанных вершин организовать в виде фибоначчевой кучи, для которой удаление i -й вершины в среднем происходит за время $O(\log n)$, а модификации значения $d[i]$ в среднем за $O(1)$, то время работы алгоритма составит $O(n \log n + m)$.

ВЫВОДЫ

1. Определяемые режимные параметры в условиях городских SMART GRID становятся наблюдаемыми, поэтому большинство задач управления режимами, характерных для городских распределительных электрических сетей традиционного исполнения, в условиях SMART GRID теряют свою актуальность. Основной технологической задачей является совершенствование выбора оптимальных точек размыкания сетей.

2. Разработаны методика и алгоритм выбора оптимальных точек размыкания городских электрических сетей с различными условиями эксплуатации распределенных источников малой генерации.

3. Алгоритм апробирован на примере выбора оптимальных точек размыкания в фрагменте городской распределительной сети 10 кВ.

4. Предложен эффективный способ выбора начальных положений точек размыкания городских сетей на основе алгоритма Дейкстры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фурсанов, М. И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечения городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 393–406. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-393-406>.
2. Фурсанов, М. И. Об управлении режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 1. С. 15–27. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-15-27>.
3. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. М.: ИАЦ «Энергия», 2010. 208 с.
4. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М. И. Фурсанов [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2009. № 3. С. 5–13.
5. Фурсанов, М. И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2011. № 4. С. 11–15.

6. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай // Малая энергетика: тр. Междунар. науч.-техн. конф., Москва, 11–14 окт. 2005 г. / редкол.: В. И. Гладков (гл. ред.) [и др.]. М., 2005. С. 12–14.
7. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. Ростов на/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с.
8. Фурсанов, М. И. Программно-вычислительный комплекс «GorSr» для расчета и оптимизации распределительных (городских) электрических сетей 10 (6) кВ / М. И. Фурсанов, А. Н. Муха // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2000. № 3. С. 34–39.
9. Гапанюк, С. Г. Нахождение оптимальных точек разреза контуров в замкнутых сетях 6–10 кВ с использованием ЭВМ / С. Г. Гапанюк, Д. В. Ковальчук // Актуальные проблемы энергетики: материалы 69-й науч.-техн. конф. студ. и асп., Минск, 2014 г. / редкол.: И. П. Матвеев (гл. ред.) [и др.]. Минск, 2014. С. 87–88.
10. Кратчайшие пути из одной вершины [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://comp-science.narod.ru/KPG/Deikstr.htm>. Дата доступа: 15.06.2016.

Поступила 18.01.2018 Подписана в печать 20.03.2018 Опубликовано онлайн 30.05.2018

REFERENCES

1. Fursanov M. I. (2017) Circuit-Design Solutions and Information Support of City Electric Networks in the Conditions of the Smart Grid. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 393–406 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-393-406>.
2. Fursanov M. A., Zalotoy A. A. (2018) On the Management of Urban Electric Networks in the Conditions of the Smart Grid. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 15–27 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-15-27>.
3. Kobets B. B., Volkova I. O. (2010) *Innovative Development of Electric Power Industry on the Basis of SMART GRID Concept*. Moscow, “Energija” IAC. 208 (in Russian).
4. Fursanov M. I., Zolotoy A. A., Makarevich V. V., Mukha A. N. (2009) Methodical Principles of Calculation and Analysis of Opened Power Network with Several Power Supply Sources. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (3), 5–13 (in Russian).
5. Fursanov M. I., Zalotoy A. A., Makarevich V. V. (2011) Account of Consumer Power Sources in Calculations of Distributive Electrical Networks of 6–10 kV. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 11–15 (in Russian).
6. Voropai N. I. (2005) Distributed Generation in Electric Power Systems. *Malaya Energetika: tr. Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Moskva, 11–14 Okt. 2005 g.* [Small Power Engineering: Proceedings of the International Scientific-and-Technical Conference, Moscow, 11–14 Oct., 2005]. Moscow, 12–14 (in Russian).
7. Gerasimenko A. A., Fedin V. T. (2006) *Transmission and Distribution of Electrical Energy*. Rostov-on-Don, Feniks Publ.; Krasnoyarsk, Izdatel'skie Proekty Publ. 720 (in Russian).
8. Fursanov M. I., Mukha A. N. (2000) Software and Computing Complex “GorSr” for Calculation and Optimization of Distribution (Urban) Electrical Networks 10 (6) kV. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (3), 34–39 (in Russian).
9. Gapanuk S. G., Koval'chuk D. V. (2014) Finding the Optimal Cut-Points of the Contours in Closed Networks of 6–10 kV with the Use of Computers. *Aktual'nye Problemy Energetiki: Materialy 69 Nauch.-Tekhn. Konf. Studentov i Aspirantov* [Topical Problems of Power Engineering: Proceedings of the 69th Scientific-and-Technical Conference of Bachelor and PhD Students]. Minsk, Belarusian National Technical University, 87–88 (in Russian).
10. *Shortest Paths from One Vertex*. Available at: <http://comp-science.narod.ru/KPG/Deikstr.htm>. (Accessed 15 June 2016) (in Russian).

Received: 18 January 2018

Accepted: 20 March 2018

Published online: 30 May 2018