

## ОПТИМАЛЬНОЕ СЕКЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУШНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

А.Ф. Жаркин<sup>1</sup>, чл.-корр. НАН Украины, В.А. Попов<sup>2</sup>, докт.техн.наук, В.В. Ткаченко<sup>2</sup>, канд.техн.наук

<sup>1</sup> - Институт электродинамики НАН Украины,  
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина,

<sup>2</sup> - Институт энергосбережения и энергоменеджмента Национального технического университета  
Украины «КПИ»,  
ул. Борщаговская, 115, Киев, 03056, Украина, e-mail: v.tkachenko@kpi.ua

*Предложен новый подход к решению задачи оптимального секционирования воздушных распределительных сетей, позволяющий учесть наличие в них источников распределенной генерации, которые в послеаварийных режимах могут работать на предварительно выделенную нагрузку. Данная задача рассматривается как в условиях нормирования определенных показателей надежности электроснабжения, так и при отсутствии указанных требований. Библи. 11, табл. 1, рис. 1.*

**Ключевые слова:** воздушные распределительные сети, распределенная генерация, надежность электроснабжения, коммутационно-защитные аппараты.

**Введение.** Достаточно самостоятельным и широко применяемым на практике классом задач оптимизации надежности систем электроснабжения (СЭС) является выбор вида, объема и мест установки коммутационных и защитных аппаратов в воздушных распределительных электрических сетях (РС) среднего напряжения. Данная задача традиционно носит название «оптимальное секционирование РС» [1, 3], а применяемое при этом оборудование – «секционирующие устройства» (СУ).

В последние годы в СЭС многих стран происходят заметные структурные изменения, связанные с расширяющимся использованием распределенной генерации. Даже относительно маломощные источники распределенной генерации (ИРГ), подключаясь к узлам РС и работая в различных режимах, в частности с выдачей и без выдачи электроэнергии в сеть, в большей или меньшей мере влияют на режимные и технико-экономические показатели работы СЭС. Как показывает опыт, уже накопленный во многих зарубежных странах, появление ИРГ в структуре РС будет определенным образом воздействовать и на их надежность [10]. Так, например, считается, что при потере электроснабжения от питающей подстанции основной сети во многих случаях имеется возможность подключить ИРГ для работы на адекватную по мощности «выделенную» нагрузку, что позволит обеспечить непрерывность электроснабжения ряда потребителей. Вместе с тем, рациональное решение вопроса обеспечения надежности в данном случае требует комплексного подхода и включает ряд составляющих. В частности, необходимо учесть, что состав и места размещения коммутационных аппаратов, формирующих «выделенную» нагрузку ИРГ и по сути являющихся для рассматриваемой РС секционирующими устройствами, оказывают определенное влияние на соответствующие показатели надежности. При этом с точки зрения данного фактора именно указанный режим представляет наибольший интерес, поскольку в противном случае (в предположении, что ИРГ автоматически отключается при любом повреждении в сети) и при отсутствии возможности работы в так называемом «островном» режиме применение распределенной генерации практически не оказывает влияния на уровень надежности.

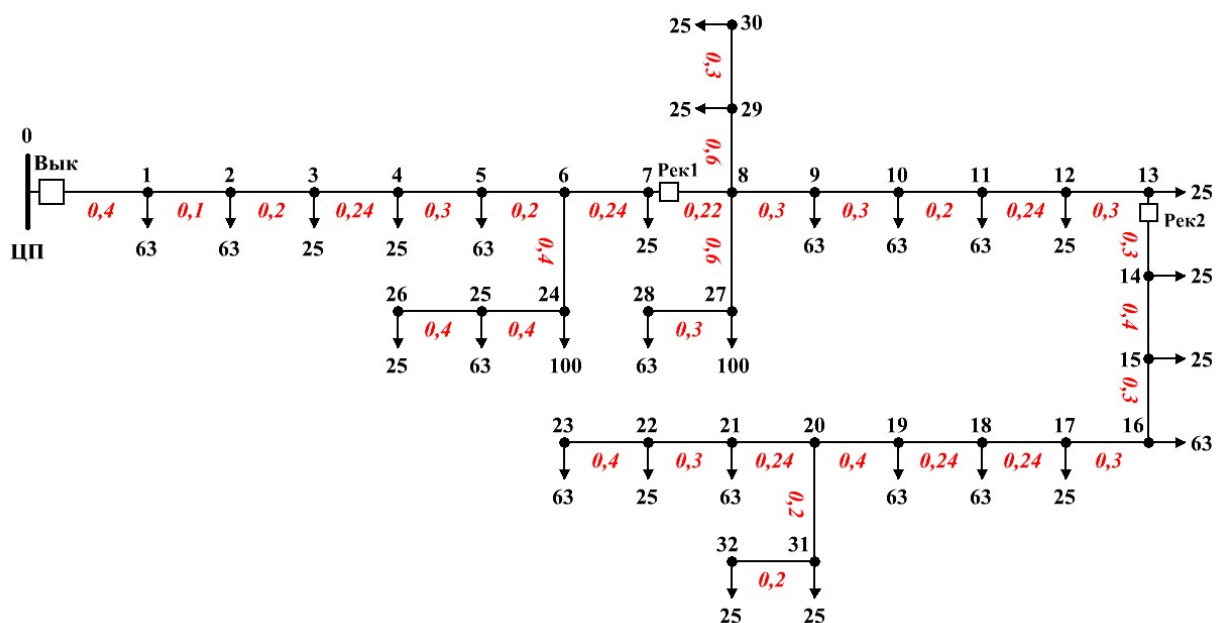
Сегодня энергокомпании индустриально развитых стран инвестируют значительные средства в повышение надежности работы систем распределения электроэнергии как наиболее слабого в этом плане звена в цепочке генерация-потребление. Эффективным фактором, стимулирующим реализацию соответствующих проектов, является действующая в указанных странах система установления нормированных значений для определенных показателей надежности, при нарушении которых к энергокомпаниям применяются экономические санкции. С целью безусловного выполнения указанных нормативов в последние годы для секционирования распределительных сетей широко используются современные (но достаточно дорогостоящие) коммутационно-защитные аппараты типа реклоузеров и секционализеров, что ужесточает требования к эффективному решению данной задачи.

В связи с изложенным выше, целью данной статьи является обоснование тесной взаимосвязи задач оптимального секционирования воздушных распределительных сетей и выбора предполагаемых мест подключения ИРГ, а также разработка методики и алгоритмов их скоординированного решения с целью минимизации затрат на повышение (или обеспечение нормируемого) уровня надежности электроснабжения.

**Постановка задачи оптимального секционирования РС в условиях применения распределенной генерации.** В работе [3] был предложен метод принятия оптимального решения по выбору состава и мест установки СУ в электрических сетях с традиционной структурой, который при соответствующей модификации может быть использован и в современных условиях при активном внедрении в СЭС средств распределенной генерации. Однако для этого необходимо учесть ряд дополнительных факторов.

Во-первых, требуется проанализировать взаимосвязь между задачами оптимального секционирования распределительных линий и выделения локальной нагрузки, устойчивое электроснабжение которой может быть обеспечено за счет ИРГ. Во-вторых, необходимо учесть, что выделение локальной нагрузки ИРГ наиболее эффективно осуществляется с помощью автоматических СУ-реклоузеров [5], которые одновременно влияют и на длительность и на частоту отключений. В-третьих, следует ввести в состав критериев оптимальности надежности электроснабжения не только интегральные показатели (например, *SAIDI* и *SAIFI*), зависящие от (по терминологии НКРЭКУ [7]) количества точек продажи электроэнергии (ТПЭ), но и показатели (например, *ASIDI* и *ASIFI*), являющиеся функциями от нагрузки потребителей (*load based indices*) [9], пример нормирования которых рассматривался в [11]. Наконец, в четвертых, необходимо сформулировать имеющие практический интерес постановки задач сравнения альтернативных вариантов применения средств распределенной генерации с позиций их комплексного влияния на уровень надежности электроснабжения как при отсутствии ее нормирования, так и в условиях нормирования ряда соответствующих показателей.

Проведенные исследования [8] показали, что несогласованное поэтапное решение задач секционирования распределительных линий и интеграции в них ИРГ с перспективой их работы на выделенную нагрузку часто приводит к необоснованно завышенным затратам на реализацию подобных проектов. С целью иллюстрации данного факта рассмотрим воздушную распределительную линию, представленную на рисунке.



Путем секционирования линии, а именно за счет установки на участках 7–8 и 13–14 реклоузеров, энергоснабжающей компании удалось достичь нормированного уровня надежности электроснабжения потребителей, который можно определить следующим образом – величина ожидаемого недоотпуска электроэнергии (*EENS*) должна быть снижена не менее, чем на 35 % относительно исходного значения, т.е. того, которое имело место при отсутствии в линии СУ.

Предположим, что в один из узлов данной линии интегрируется ИРГ. Планируется с помощью реклоузеров выделить часть линии, электроснабжение потребителей которой в послеаварийных режимах может обеспечиваться ИРГ. Возникает задача оценки затрат на реализацию данного решения при варьировании мощности, предполагаемого места подключения ИРГ и соблюдения нормированного уровня надежности электроснабжения потребителей.

При решении поставленной выше задачи принимался ряд допущений.

1. Для поддержания требуемого уровня надежности электроснабжения при появлении в линии ИРГ могут использоваться только автоматические СУ.

2. При оценке показателей надежности учитываются только устойчивые отказы (считаем, что неустойчивые отказы устраняются АПВ реклоузеров и выключателя, установленного в начале линии).

3. Возможными местами размещения СУ являются начала участков, расположенных на магистрали линии (т.е. непосредственно между узлами 0 и 23 – рисунок).

4. Мощность ИРГ задается в виде диапазона возможных ее значений  $[P_{ИРГ}^{min}, P_{ИРГ}^{max}]$ .

5. Реклоузеры настроены на согласованную работу [4], что подразумевает в случае возникновения аварийного режима автоматическое (за время, условно принимаемое равным нулю) переключение «выделенной» нагрузки на питание от ИРГ путем локализации поврежденной части линии.

6. Базовой единицей оценки затрат является стоимость одного реклоузера  $C_{РЕК}$ .

7. Затраты на перенос в другое место или монтаж в линии одного реклоузера составляют 30 % от его стоимости ( $C_{ПЕР} = C_{УСТ} = 0,3C_{РЕК}$ ) [8]. Тогда полные затраты на установку в линии одного нового реклоузера составят  $C_{РЕК} + C_{УСТ} = 1,3C_{РЕК}$ .

8. Стоимость секционализера составляет 20 % от стоимости реклоузера ( $C_{СЕК} = 0,2C_{РЕК}$ ) [8].

9. При удалении из линии реклоузера энергокомпания получает экономическую выгоду в раз-  
мере его стоимости.

10. Затратами на демонтаж реклоузера и установку секционализера пренебрегаем.

Результаты решения рассматриваемой задачи при различных параметрах и вариантах использования ИРГ представлены в таблице.

| №<br>вар<br>иан<br>та | Реклоузеры в<br>начале участков |              | ИРГ             |                 |                      |                 | Действие по<br>формир. | Затраты     | EENS<br>(%) |
|-----------------------|---------------------------------|--------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------|------------------------|-------------|-------------|
|                       |                                 |              | $P_{ИРГ}$ (кВт) |                 | Место<br>подключения |                 |                        |             |             |
|                       | 1-й                             | 2-й          | min             | max             |                      |                 |                        |             |             |
| 1                     | нет                             | нет          | 0               | 0               | нет                  | нет             | нет                    | 100         |             |
| 2                     | <b>7–8</b>                      | <b>13–14</b> |                 |                 | нет                  | нет             | нет                    | <b>64,8</b> |             |
| 3                     | 5–6                             | 7–8          | 200             | 215             | между СУ             | перенос 1-го СУ | $0,3C_{РЕК}$           | 71,8        |             |
| 4                     | 7–8                             | 8–9          |                 |                 | между СУ             | перенос 1-го СУ | $0,3C_{РЕК}$           | 69,5        |             |
| 5                     | 8–9                             | 12–13        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 61,8        |             |
| 6                     | 9–10                            | 14–15        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 62,5        |             |
| 7                     | 15–16                           | 19–20        |                 |                 | за 2-м СУ            | перенос 1-го СУ | $0,3C_{РЕК}$           | 55,3        |             |
| 9                     | 7–8                             | 13–14        |                 |                 | между СУ             | нет             | нет                    | 55,1        |             |
| 10                    | 7–8                             | 13–14        |                 |                 | за 2-м СУ            | нет             | нет                    | 43,1        |             |
| 11                    | 4–5                             | 8–9          |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 67,2        |             |
| 12                    | 5–6                             | 9–10         | между СУ        | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$         | 63,5            |                        |             |             |
| 13                    | 6–7                             | 12–13        | между СУ        | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$         | 55,4            |                        |             |             |
| 14                    | 7–8                             | 12–13        | за 2-м СУ       | перенос 1-го СУ | $0,3C_{РЕК}$         | 42,7            |                        |             |             |
| 15                    | 7–8                             | 8–9          | 450             | 490             | за 2-м СУ            | перенос 1-го СУ | $0,3C_{РЕК}$           | 43,2        |             |
| 16                    | 7–8                             | 19–20        |                 |                 | между СУ             | перенос 1 СУ    | $0,3C_{РЕК}$           | 52,0        |             |
| 17                    | 6–7                             | 18–19        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 53,8        |             |
| 18                    | 5–6                             | 15–16        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 63,0        |             |
| 19                    | 5–6                             | 14–15        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 61,7        |             |
| 20                    | 4–5                             | 12–13        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 63,3        |             |
| 21                    | 4–5                             | 11–12        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 63,0        |             |
| 22                    | 3–4                             | 11–12        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 64,7        |             |
| 23                    | 2–3                             | 10–11        |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 67,6        |             |
| 24                    | 1–2                             | 9–10         |                 |                 | между СУ             | перенос 2-х СУ  | $0,6C_{РЕК}$           | 70,9        |             |

Анализ полученных результатов показывает, что в большинстве случаев при появлении в линии ИРГ для формирования «выделенной» нагрузки с целью соблюдения требований относительно допустимого уровня ожидаемой величины недоотпущенной электроэнергии достаточно выполнить перенос одного или двух реклоузеров.

Однако в отдельных случаях (варианты 3, 4, 7, 11, 23 и 24) после формирования «выделенной» нагрузки величина  $EENS$  становится выше допустимого уровня (более 65% от исходного значения). В этих случаях для уменьшения значения  $EENS$  требуется установка в линии (вне зоны «выделенной нагрузки») дополнительных автоматических СУ – одного или двух секционализаторов. Естественно, что для указанных вариантов увеличиваются и затраты, которые соответственно составляют  $0,5C_{РЕК}$ ;  $0,5C_{РЕК}$ ;  $0,8C_{РЕК}$ ;  $0,8C_{РЕК}$ ;  $0,8C_{РЕК}$ ;  $1,3C_{РЕК}$ .

В то же время в вариантах 10, 14 и 15 после формирования «выделенной» нагрузки величина  $EENS$  становится значительно ниже нормируемого уровня, что позволяет предположить, что удаление из линии первого по ходу питания реклоузера не приведет к росту данного показателя выше допустимого уровня. Проведенные расчеты подтвердили указанное предположение и при этом положительный экономический эффект для энергокомпаний (за счет возможности реализации высвободившегося реклоузера) составил для варианта 10 –  $1,0C_{РЕК}$ ; а для вариантов 14 и 15 с учетом необходимости переноса на новое место оставшегося реклоузера –  $0,7C_{РЕК}$ .

Таким образом, становится очевидным, что отдельные варианты использования распределенной генерации при их реализации потребуют существенно различных затрат, которые изменяются в достаточно широком диапазоне: от возможной прибыли в объеме  $C_{РЕК}$  (вариант 10) до затрат в объеме  $1,3C_{РЕК}$  (вариант 11). Полученные результаты свидетельствуют о необходимости согласованного решения вопросов внедрения ИРГ с возможностью их работы на «выделенную» нагрузку и оптимального секционирования РС.

Очевидно, что с учетом приведенных соображений рассмотренный в [3] алгоритм секционирования распределительных сетей в случае применения распределенной генерации должен быть дополнен соответствующими вычислительными процедурами.

При этом следует подчеркнуть, что помимо самостоятельного значения (оптимальное секционирование РС) данный алгоритм может быть использован как при решении вопросов сравнения альтернативных вариантов внедрения средств распределенной генерации с позиций их влияния на надежность электроснабжения, так и с целью учета фактора надежности при многокритериальном сравнении указанных альтернатив [2]. В связи с этим с практической точки зрения целесообразно рассмотреть две постановки задачи.

**Определение объема требуемых капитальных вложений при внедрении ИРГ в условиях нормирования показателей надежности.** В этом случае независимо от мест и условий интеграции средств распределенной генерации в электрической сети, в конечном итоге, должен быть достигнут требуемый уровень надежности. При этом должна решаться задача оптимального (с позиции минимизации суммарных затрат) выбора защитно-коммутационного оборудования, обеспечивающего выполнение технических условий для возможности работы ИРГ на выделенную нагрузку, перераспределения существующих СУ и оснащения сети (при необходимости) дополнительными СУ для выполнения нормативных требований к надежности.

Если речь будет идти о сравнении нескольких альтернативных вариантов применения распределенной генерации, то следует учесть, что в каждом из них должны быть обеспечены идентичные показатели надежности, но для достижения указанной цели могут потребоваться существенно различные затраты. Поэтому оптимальное решение можно будет определить на основании сравнения объема инвестиций, требуемых для реализации того или иного проекта.

В любом случае процедура решения задачи в данной постановке включает три взаимосвязанных блока.

**Блок 1. Этап 1.** Задаются так называемые целевые значения интегральных показателей надежности  $SAIDI^T$ ,  $SAIFI^T$ ,  $ASIDI^T$  и  $ASIFI^T$ , которые должны быть достигнуты в процессе оптимизации. На основе указанных показателей формируется система ограничений задачи, которая для условий Украины (с учетом действующих постановлений НКРЭКУ [6]) может быть представлена в

виде

$$\begin{cases} SAIDI(\mathbf{x}) \leq SAIDI^T; \\ ASIDI(\mathbf{x}) \leq ASIDI^T, \end{cases}$$

где  $\mathbf{x}$  – вектор, характеризующий состав и местоположение СУ и ИРГ;  $ASIDI^T = SAIDI^T$ .

**Этап 2.** Для каждого рассматриваемого варианта  $V$  рассчитываются:

- объем инвестиций  $C^V$  (ИРГ), требуемых для выполнения технических требований по интеграции ИРГ в РС с учетом обеспечения условий для возможности электроснабжения в аварийных режимах «выделенной» нагрузки, который определяется как сумма затрат на: приобретение и монтаж ИРГ; приобретение и монтаж коммутационно-защитных аппаратов, необходимых для подключения ИРГ к сети; приобретение и монтаж СУ, обеспечивающих формирование «выделенной» нагрузки; модернизацию и настройку средств релейной защиты и автоматики; перенос (при необходимости) уже установленных в сети СУ и т.п.;
- значения контролируемых показателей надежности (например,  $SAIDI^V$  (ИРГ) и  $ASIDI^V$  (ИРГ)) после интеграции ИРГ в РС.

**Этап 3.** Осуществляется проверка системы ограничений (1). Если они выполнены и при этом в сети до размещения ИРГ СУ отсутствовали, то можно считать, что решение задачи получено. Если же в сети уже были установлены СУ, то следует переход к этапу 4. В случае, если указанные ограничения не выполняются, но в сети уже были установлены СУ, то также следует переход к этапу 4; если же в сети не были предварительно установлены СУ, то следует переход к этапу 6.

Все последующие этапы расчета в той или иной мере базируются на модифицированном алгоритме оптимального секционирования воздушных РС 6...10 кВ [3], который носит итерационный характер. При этом на каждой  $L$ -й итерации осуществляется следующая последовательность операций.

1. Поочередно на каждом из участков сети размещаются коммутационные аппараты из заданной дискретной последовательности, начиная с простейшего. Если на каком-то из участков на предыдущей итерации уже был установлен коммутационный аппарат, то он заменяется на более эффективный. При этом тип и места установки СУ, предназначенных для выделения локальной нагрузки ИРГ, фиксируются и в данном процессе не рассматриваются.

2. Для каждого из полученных таким образом вариантов оснащения линии СУ в соответствии с предложенным подходом [3] определяются базовые показатели надежности при установке в  $k$ -м месте СУ  $n$ -го вида ( $x_n^k$ ):  $Rdt^L(x_n^k)$  – средняя длительность и  $Tf^L(x_n^k)$  – средняя частота отключений. На их основе вычисляются интегральные показатели надежности

$$SAIDI^L(x_n^k) = \frac{\sum Rdt_j^L(x_n^k) \cdot NP_j}{\sum NP_j}, \quad SAIFI^L(x_n^k) = \frac{\sum Tf_j^L(x_n^k) \cdot NP_j}{\sum NP_j},$$

$$ASIDI^L(x_n^k) = \frac{\sum Rdt_j^L(x_n^k) \cdot P_j}{\sum P_j}, \quad ASIFI^L(x_n^k) = \frac{\sum Tf_j^L(x_n^k) \cdot P_j}{\sum P_j},$$

где  $NP_j$  – количество ТПЭ, получающих питание от узла нагрузки  $j$ ;  $P_j$  – средняя нагрузка узла  $j$  (кВт).

3. Для каждого контролируемого интегрального показателя надежности вычисляется величина его так называемой относительной значимости

$$S_i^L = (R_i^{L-1}(\mathbf{x}) - R_i^T) / R_i^T,$$

где  $R_i^T$  – целевое значение  $i$ -го показателя,  $R_i^{L-1}(\mathbf{x})$  – значение, полученное на предыдущей ( $L-1$ )-й итерации. Принимаем  $S_i^L = 0$ , если  $S_i^L < 0$  или  $0 < S_i^L \leq \varepsilon$ , где  $\varepsilon$  – заданная лицом, принимающим решение (ЛПР), степень приближения к величине  $R_i^T$ . Если  $\sum_j S_j^L = 0$ , то задача считается решенной

и дальнейшие вычисления прекращаются. В противном случае весовой коэффициент  $i$ -го критерия на  $L$ -й итерации определяется как

$$w_i^L = S_i^L / \sum_j S_j^L.$$

При таком подходе больший вес приобретает показатель, величина которого (в нормализованном виде) на текущей итерации находится дальше от его целевого значения.

4. Вычисляется нормированный обобщенный показатель повышения надежности, например,

$$\Delta NRI^L(x_n^k) = w_{SAIDI}^L \frac{SAIDI^{L-1} - SAIDI^L(x_n^k)}{SAIDI^{L-1}} + w_{SAIFI}^L \frac{SAIFI^{L-1} - SAIFI^L(x_n^k)}{SAIFI^{L-1}} +$$

$$+ w_{ASIDI}^L \frac{ASIDI^{L-1} - ASIDI^L(x_n^k)}{ASIDI^{L-1}} + w_{ASIFI}^L \frac{ASIFI^{L-1} - ASIFI^L(x_n^k)}{ASIFI^{L-1}}.$$

При этом на 1-й итерации значения интегральных показателей  $SAIDI^{L-1}$ ,  $SAIFI^{L-1}$ ,  $ASIDI^{L-1}$  и  $ASIFI^{L-1}$  определяются для случая, когда в рассматриваемой линии установлены только коммутационные аппараты, формирующие локальную нагрузку ИРГ.

5. Вычисляется показатель  $\Delta NRI^L(x_n^k)/\Delta C^L(x_n^k)$ , где  $\Delta C^L(x_n^k)$  отражает относительное приращение затрат на повышение надежности после установки в линии  $x_n^k$ -го СУ. При этом, если предполагается установка нового СУ, то  $\Delta C^L(x_n^k) = C(x_n)/C_{MIN}$ , а, если рассматривается замена СУ  $(n-1)$ -го вида на ближайшее более эффективное и дорогое устройство  $n$ -го вида из рассматриваемой дискретной последовательности, то  $\Delta C^L(x_n^k) = (C(x_n) - C(x_{n-1}))/C_{MIN}$ . В приведенных выражениях  $C(x_{n-1})$ ,  $C(x_n)$ ,  $C_{MIN}$  – соответственно стоимости СУ  $(n-1)$ -го,  $n$ -го вида и наиболее дешевого из всех включенных в дискретную последовательность СУ, планируемых к использованию.

6. Оптимальный на данной итерации вариант размещения СУ в линии определяется в соответствии с условием  $\max\{\Delta NRI^L(x_n^k)/\Delta C^L(x_n^k)\}$ .

**Блок 2.** При реализации данного блока ставится цель рассмотреть целесообразность как переноса на другие участки, так и исключения некоторых из уже существующих (до подключения ИРГ) коммутационных аппаратов в связи с появлением в сети СУ, обеспечивающих формирование «выделенной» нагрузки ИРГ.

**Этап 4.** Приведенный выше алгоритм оптимального секционирования реализуется применительно к коммутационным аппаратам уже существующим в распределительных линиях, из которых и формируется соответствующая дискретная последовательность.

**Этап 5.** Выполняется проверка системы ограничений (1). Если они удовлетворены, то оптимизационный процесс заканчивается. В противном случае осуществляется переход к следующей  $(L+1)$ -й итерации. Если по завершению всех итераций ограничения (1) не выполняются, то следует переход к этапу 6.

**Блок 3. Этап 6.** В соответствии с приведенными выше требованиями формируется дискретная последовательность предполагаемых к размещению в сети дополнительных секционирующих устройств.

**Этап 7.** Реализуется алгоритм оптимального секционирования применительно к коммутационным аппаратам, принятым к рассмотрению.

**Этап 8.** Выполняется проверка системы ограничений (1). Если они удовлетворены, то оптимизационный процесс заканчивается и осуществляется переход к этапу 9. В противном случае выполняем переход к следующей  $(L+1)$ -й итерации.

Если конечной целью применения данного метода является сравнение нескольких вариантов интеграции ИРГ, то дополнительно необходимо реализовать еще два этапа расчетов.

**Этап 9.** Для полученного по каждому  $V$ -му варианту оптимального решения относительно секционирования сети осуществляется оценка дополнительных инвестиций  $C^V$  (ОПТ) на приобретение и монтаж СУ, рекомендуемых к применению с целью обеспечения нормативных значений регламентируемых показателей надежности.

**Этап 10.** Для каждого рассматриваемого варианта  $V$  рассчитываются: суммарные инвестиции  $C_\Sigma^V = C^V(\text{ИРГ}) + C^V(\text{ОПТ})$ ; удельные инвестиции  $C_{NP}^V = C_\Sigma^V / \sum NP_j^V$  (грн/ТПЭ) и  $C_P^V = C_\Sigma^V / \sum P_j^V$  (грн/кВт), где  $\sum NP_j^V$  и  $\sum P_j^V$  – соответственно суммарное количество ТПЭ и суммарная средняя нагрузка рассматриваемой линии.

**Этап 11.** На основании количественного сравнения вычисленных характеристик  $C_{NP}^V$ ,  $C_P^V$  делается вывод о предпочтительности применения того или иного варианта использования ИРГ при условии нормирования показателей. При этом ЛПП по своему усмотрению для принятия оконча-

тельного решения может использовать как первый или второй критерии, так и прибегнуть к процедуре многокритериального сравнения альтернатив, решая систему

$$\begin{cases} \min_{V=1,\dots,m} [C_{NP}^V]; \\ \min_{V=1,\dots,m} [C_P^V], \end{cases}$$

где  $m$  – количество рассматриваемых вариантов.

**Оценка степени изменения показателей надежности на единицу вложенных средств в условиях внедрения ИРГ.** Данная постановка задачи целесообразна в том случае, когда нормирование показателей надежности действующими нормативными документами не предусматривается и ориентирована на сравнение нескольких вариантов применения распределенной генерации с позиций их влияния на надежность электроснабжения. Очевидно, что при различных вариантах использования распределенной генерации (отличающихся видом, параметрами и местами подключения источников генерации) будет изменяться степень их влияния на те или иные показатели надежности. Тогда для оценки и сравнения различных вариантов предлагается использовать показатель, отражающий степень улучшения характеристик надежности на единицу вложенных средств для приобретения и монтажа ИРГ (в случае различных технических характеристик оборудования), а также техническое обеспечение их интеграции в электрические сети.

Для данной цели выполняются следующие расчеты.

1. ЛПП задает одинаковые для всех рассматриваемых вариантов значения  $w_{SAIDI}$ ,  $w_{SAIFI}$ ,  $w_{ASIDI}$ ,  $w_{ASIFI}$  – весовых коэффициентов показателей надежности  $SAIDI$ ,  $SAIFI$ ,  $ASIDI$  и  $ASIFI$  соответственно, ( $w_{SAIDI} + w_{SAIFI} + w_{ASIDI} + w_{ASIFI} = 1$ ).
2. Для каждого рассматриваемого варианта  $V$  рассчитывается обобщенный показатель повышения надежности, определяемый как

$$\begin{aligned} \Delta NRI^V(\text{ИРГ}) = & w_{SAIDI} \frac{SAIDI^V(0) - SAIDI^V(\text{ИРГ})}{SAIDI^V(0)} + w_{SAIFI} \frac{SAIFI^V(0) - SAIFI^V(\text{ИРГ})}{SAIFI^V(0)} + \\ & + w_{ASIDI} \frac{ASIDI^V(0) - ASIDI^V(\text{ИРГ})}{ASIDI^V(0)} + w_{ASIFI} \frac{ASIFI^V(0) - ASIFI^V(\text{ИРГ})}{ASIFI^V(0)}, \end{aligned}$$

где  $SAIDI^V(0)$ ,  $SAIFI^V(0)$ ,  $ASIDI^V(0)$  и  $ASIFI^V(0)$  – значения показателей надежности до размещения ИРГ;  $SAIDI^V(\text{ИРГ})$ ,  $SAIFI^V(\text{ИРГ})$ ,  $ASIDI^V(\text{ИРГ})$  и  $ASIFI^V(\text{ИРГ})$  – значения показателей надежности после размещения ИРГ.

3. Для каждого рассматриваемого варианта  $V$  рассчитывается  $C^V(\text{ИРГ})$  – объем инвестиций, требуемых для интеграции ИРГ в РС.
4. Определяется наименьший объем инвестиций как  $C_{MIN} = \min_{V=1,\dots,m} \{C^V(\text{ИРГ})\}$ , где  $m$  – количество рассматриваемых вариантов.
5. Для каждого рассматриваемого варианта  $V$  определяется относительный объем инвестиций  $C_{\text{отн}}^V(\text{ИРГ}) = C^V(\text{ИРГ}) / C_{MIN}$ .
6. Из рассматриваемых вариантов выбирается тот, который соответствует критерию

$$\max_{V=1,\dots,m} \left\{ \Delta NRI^V(\text{ИРГ}) / C_{\text{отн}}^V(\text{ИРГ}) \right\}.$$

Как и при предыдущей постановке задачи полученные здесь результаты помимо самостоятельного назначения, связанного с определением оптимальных (с позиций надежности электроснабжения) условий внедрения ИРГ, могут применяться при решении задачи в более общей формулировке, ориентированной на многокритериальное сравнение альтернативных вариантов применения распределенной генерации.

**Заключение.** Широкое применение распределенной генерации, существенно меняющее сложившиеся принципы распределения электрической энергии, является одним из важных трендов развития современной энергетики. Наряду с этим сегодня потребители предъявляют повышенные

требования к надежности и качеству электроснабжения. Все это приводит к необходимости разработки новых подходов к решению многих традиционных задач, связанных с проектированием и управлением функционирования СЭС.

На основании выполненных исследований было продемонстрировано, что в процессе внедрения в электрические распределительные сети ИРГ в предположении возможности их работы на «выделенную» нагрузку для получения наиболее эффективных решений, при которых обеспечивается нормируемый уровень надежности, требуется тщательная координация решения вопросов выбора состава и размещения СУ, влияющих на надежность электроснабжения, и коммутационно-защитных аппаратов, позволяющих в послеаварийных режимах сформировать «выделенную» нагрузку ИРГ.

В связи с этим в работе представлен усовершенствованный метод оптимального секционирования воздушных распределительных сетей при применении распределенной генерации и нормировании показателей надежности электроснабжения, в рамках которого были учтены принципиальные особенности решения данной задачи в новых условиях работы современных СЭС.

Предложенный алгоритм позволяет не только выбрать состав и размещение дополнительных СУ, но также перераспределить и даже исключить предварительно размещенные в сети СУ, что в отдельных ситуациях позволяет практически до двух раз сократить затраты, необходимые для реализации проектов внедрения распределенной генерации при одновременном обеспечении заданного уровня надежности электроснабжения.

При сравнении альтернативных вариантов применения ИРГ с позиций их влияния на надежность РС в зависимости от того имеет место нормирование показателей надежности или нет, в качестве критерия принятия решений в первом случае используется характеристика, отражающая удельные инвестиции на одну точку продажи электроэнергии, либо на 1 кВт установленной мощности, во втором – показатель, отражающий степень улучшения показателей надежности электроснабжения на единицу вложенных средств.

1. *Гай О.В., Тугай Ю.І.* Оптимальне секціонування схем розподільних електричних мереж // Праці Інституту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – 2011. – Вип. 28. – С. 10–14.
2. *Жаркин А.Ф., Попов В.А., Сахрагард С.Б., Замковой П.А., Сподинская А.В.* Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети // Электронное моделирование. – 2016. – № 1. – Том 38. – С. 99–112.
3. *Жаркин А.Ф., Попов В.А., Ткаченко В.В.* Решение задачи оптимального секционирования воздушных распределительных сетей в условиях нормирования показателей надежности // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 5. – С. 61–69.
4. *Петров П.В., Козирский В.В., Гай О.В.* Оптимизация количества и мест установки вакуумных реклоу-зеров в распределительных сетях сельских регионов. Монография. – К.: Гнозис, 2012. – 248 с.
5. *Попов В.А., Ткаченко В.В., Сахрагард С.Б., Журавлев А.А.* Особенности анализа надежности воздушных распределительных сетей с источниками распределенной генерации // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. Энергосберегающие технологии и оборудование. – 2015. – № 3/8 (75). – С. 26–32.
6. *Про затвердження* показників якості послуг з електропостачання на 2015 рік // Постанова НКРЕКП України № 2962 від 10.12.2015 р.
7. *Про затвердження* форм звітності № 11–НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12–НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення / Постанова НКРЕ України № 1015 від 25.07.2013 р.
8. *Сахрагард С.Б., Попов В.А., Ткаченко В.В., Журавлев А.А., Шпак Д.В.* Оценка затрат энергоснабжающей компании на поддержание нормированного уровня надежности электроснабжения потребителей в условиях применения распределенной генерации // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. Энергосберегающие технологии и оборудование. – 2016. – № 1/8 (79). – С. 58–63.
9. *IEEE Std 1366-2012.* IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. – The IEEE Inc., USA, May 2012. – 43 p.
10. *Reliability and Distributed Generation.* – White Paper, Arthur D. Little Inc., USA, 2000. – 44 p.
11. *Review of International Network Design Standards, Practices and Plant and Equipment Specifications.* – KEMA limited, URN Number 09/748, 2009. – 59 p.



## ОПТИМАЛЬНЕ СЕКЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

А.Ф. Жаркін<sup>1</sup>, чл.-корр. НАН України, В.А. Попов<sup>2</sup>, докт.техн.наук, В.В. Ткаченко<sup>2</sup>, канд.техн.наук

<sup>1</sup>- Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,

<sup>2</sup>- Інститут енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України "КПІ",  
вул. Борщагівська, 115, Київ, 03680, Україна, e-mail: v.tkachenko@kpi.ua

*Запропоновано новий підхід до вирішення задачі оптимального секціонування повітряних розподільних мереж, що дозволяє врахувати наявність у них джерел розосередженої генерації, які в післяварійних режимах можуть працювати на попередньо виділене навантаження. Дане завдання розглядається як в умовах нормування певних показників надійності електропостачання, так і за відсутності зазначених вимог. Бібл. 11, табл. 1, рис. 1.*

**Ключові слова:** повітряні розподільні мережі, розосереджена генерація, надійність електропостачання, комутаційно-захисні апарати.

## OPTIMAL SECTIONALIZING OF OVERHEAD DISTRIBUTION NETWORKS UNDER THE CONDITION OF DISTRIBUTED GENERATION IMPLEMENTATION

A.F. Zharkin<sup>1</sup>, V.A. Popov<sup>2</sup>, V.V. Tkachenko<sup>2</sup>

<sup>1</sup>- Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,  
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine,

<sup>2</sup>- Energy saving and energy management institute of National Technical University of Ukraine "KPI",  
Borshchahivska, 115, Kyiv, 03056, Ukraine, e-mail: [v.tkachenko@kpi.ua](mailto:v.tkachenko@kpi.ua)

*A new approach to solving the problem of optimal sectionalizing overhead distribution networks, which allows one to take into consideration the presence of sources of distributed generation that can continue power supply of pre-selected local load in the post-emergency conditions has been described in this paper. This problem is considered in terms of fixed reliability indices and without these conditions. The developed algorithm is focused on the selection of the composition and placement in electric network switching and protective devices from the predetermined sequence, taking into account the requirements for coordination of their operation. This permits one to ensure the conditions of a given level of reliability and power supply of local load from sources of distributed generation with minimal total cost. In the case of absence of the requirements regarding the fixed reliability index values, the optimal solution corresponds to the condition of maximizing the reliability per unit of associated costs. The results illustrate the efficiency of the proposed approach. References 11, table 1, figure 1.*

**Key words:** overhead distribution networks, distributed generation, power supply reliability, switching and protection devices.

1. Gay O.V., Tugai Yu.I. The optimal points of sectionalization in distributive networks // Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy. – 2011. – Iss. 28. – Pp. 10–14. (Ukr)
2. Zharkin A.F., Popov V.A., Sakhragard S.B., Zamkovyi P.A., Spodynska A.V. Multicriteria evaluation of alternative options for the distributed generation sources integration into the distribution networks // Elektronnoe modelirovanie. – 2016. – No 1. – Vol. 38. – Pp. 99–112. (Rus)
3. Zharkin A.F., Popov V.A., Tkachenko V.V. Solution of the overhead distribution networks optimal sectionalizing problem under the condition of reliability indices standardization // Tekhnichna Elektrodynamika. – 2013. – No 5. – Pp. 61–69. (Rus)
4. Petrov P.V., Kozirsky V.V., Gay O.V. Optimization of the number of seats and installation of vacuum reclosers in distribution networks in rural areas. – Kyiv: Gnozis, 2012. – 248 p. (Rus)
5. Popov V.A., Tkachenko V.V., Sakhragard S.B., Zhuravlov A.A. Distinctive features of analysis of reliability of overhead distribution networks with sources of distributed generation // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. Energysaving technology and equipment. – 2015. – No 3/8 (75). – Pp. 26–32. (Rus)
6. On approval of service quality indexes of electricity supply for 2015 / NKREKP of Ukraine Resolution No 2962 of 10.12.2015. (Ukr)
7. On approval of the reporting forms No 11-NERC (quarterly) «Report on the electricity supply reliability indexes» and No 12-NERC (quarterly) «Report on the commercial service quality indexes» and instructions for filling them / NERC of Ukraine Resolution No 1015 of 25.07.2013. (Ukr)
8. Sakhragard S.B., Popov V.A., Tkachenko V.V., Zhuravlov A.A., Shpak D.V. Assessment of power company's investments to maintain the rated level of electric power supply reliability under the condition of distributed generation implementation // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. Energy-saving technology and equipment. – 2016. – No 1/8 (79). – Pp. 58–63. (Rus)
9. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. – The IEEE Inc., USA, May 2012. – 43 p.
10. Reliability and Distributed Generation. – White Paper, Arthur D. Little Inc., USA, 2000. – 44 p.
11. Review of International Network Design Standards, Practices and Plant and Equipment Specifications. – KEMA limited, URN Number 09/748, 2009. – 59 p.

Надійшла 28.07.2016  
Остаточний варіант 27.01.2017