

УДК 621.316.3

DOI: 10.15593/2224-9397/2021.3.02

Я.Ю. Малькова, Р.А. Уфа, Е.А. МыцкоНациональный исследовательский Томский политехнический университет,
Томск, Россия

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕСТА И МОЩНОСТИ ОБЪЕКТА ГЕНЕРАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В настоящее время актуальной задачей является декарбонизация мировой экономики. В частности, в электроэнергетической отрасли среди мер по достижению углеродной нейтральности выделяют сокращение использования углеводородных ресурсов в пользу возобновляемых источников энергии. При внедрении в электроэнергетическую систему объекты распределенной генерации оказывают влияние на параметры режима ее работы. Характер данного влияния подлежит изучению и учету при планировании нового ввода объекта дополнительной генерации. **Цель исследования:** разработка алгоритма определения оптимального места подключения и мощности объекта распределенной генерации в соответствии с оказываемым влиянием на режимные параметры энергосистемы и анализ результатов работы программной реализации данного алгоритма. **Методы:** разработанный авторами алгоритм определения оптимальных параметров объекта дополнительной генерации, основанный на итерационном методе расчета перетоков и потерь мощности по линиям связи исследуемой схемы с использованием метода пузырьковой сортировки (метод пузырька). **Результаты:** на основании проведенного анализа результатов работы программной реализации представленного алгоритма установлена зависимость решения задачи определения оптимального места подключения и мощности объекта распределенной генерации для одной и той же исследуемой схемы от формирования расчетных условий, в частности, от накладываемых ограничений на поле возможных решений задачи, определяемых как параметрами самого объекта генерации, так и энергосистемы в целом. **Практическая значимость:** применение разработанного алгоритма при проектировании нового ввода распределенной генерации позволит выбрать оптимальный вариант подключения данного объекта к сети при обеспечении минимальных эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: распределенная генерация, влияние, многоцелевая функция, потери активной мощности, уровень напряжения, допустимая область, перетоки активной мощности, диапазон допустимых мощностей.

Ya.Yu. Malkova, R.A. Ufa, E.A. Mytsko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR DETERMINING THE OPTIMAL SIZE AND CAPACITY OF GENERATION UNIT IN ELECTRIC NETWORK

Decarbonizing the World's Economy is one of the most urgent tasks. In particular, the reduction in the use of hydrocarbon resources in favor of renewable energy sources stands out among the ways to achieve carbon neutrality in the electricity industry. However, the introduction of such distributed generation units into the electric power system impacts the parameters of its operation. The nature of this influence should be studied and taken into account. **Purpose:** development of an algorithm for determining the optimal size and capacity of distributed generation unit in accordance with the impact on the mode parameters of the electric power system and analysis of the software implementation results of this algorithm. **Methods:** the algorithm developed by the authors for determining the optimal parameters of the generation unit based on an iterative method for calculating flows and power losses through power lines of the studied scheme and bubble sorting method. **Results:** the dependence of the solution to this optimization task for the same studied scheme on the formation of design conditions, in particular, on the imposed restrictions on the field of possible solutions, determined both the parameters of the generation unit and the power system as a whole was found. **Practical relevance:** the use of the developed algorithm in the design of a new distributed generation unit will make it possible to choose the best option for connecting this unit to the network while ensuring minimum operating costs.

Keywords: distributed generation, impact, objective function, losses of active power, voltage profile, legitimate range, active power flows, range of power capacity.

Введение

В настоящее время во многих отраслях промышленности, в частности энергоемких, таких как металлургия и электроэнергетика, актуальной задачей является сокращение углеродного следа [1, 2] как отдельного конечного продукта и предприятия, на котором он был произведен, так и отрасли в целом.

Существующие методы декарбонизации (технологии улавливания, использования и хранения углерода – Carbon capture, utilization and storage) направлены главным образом на сдерживание темпа прироста среднегодовой температуры (не более двух градусов Цельсия) [3].

В свою очередь, увеличение температуры и повышение уровня мирового океана наблюдаются с конца XIX века и объясняются во многом причинами антропогенного характера, в частности эмиссией парниковых газов. Так, глобальной мировой задачей ближайших десятилетий является достижение углеродной нейтральности [4–6]. Декарбонизация

в рамках электроэнергетической отрасли предполагает, в частности, сокращение использования углеводородных ресурсов в пользу возобновляемых источников энергии [7–9], что, в свою очередь, способствует широкому распространению распределенной генерации (РГ).

При планировании ввода объекта РГ в электроэнергетическую систему (ЭЭС) необходимо определить его оптимальные параметры (в частности, мощность и место подключения [10, 11]) в соответствии с характером оказываемого влияния на режимные параметры системы [12, 13]. Решение обозначенной задачи, как правило, представляет собой программную реализацию одного из существующих оптимизационных алгоритмов.

В рамках данной статьи приведен анализ результатов запуска программной реализации разработанного алгоритма определения оптимальной мощности и места подключения объекта РГ на примере радиальной сети 15-узловой IEEE схемы, топология и параметры которой представлены в [14]. Блок-схема разработанного алгоритма и пошаговое описание его работы на примере расчета одной из ветвей исследуемой схемы опубликованы ранее в [15].

Алгоритм, предложенный авторами, основан на итерационном методе расчета перетоков и потерь мощности на линиях связи исследуемой схемы. Данный метод предполагает выполнение $(n + 1)$ числа итераций расчета перетоков активной и реактивной мощности по линиям связи, а также уровней напряжения в узлах схемы до тех пор, пока не будет получена заданная наперед величина ошибки расчета (точность расчета). Так, например, для уровня напряжения узла 15 исследуемой схемы механизм расчета итерационным методом можно представить следующим выражением:

$$\left| u_{15}^{n+1} - u_{15}^n \right| \leq \varepsilon, \quad (1)$$

где u_{15}^{n+1} – уровень напряжения узла 15 на $(n + 1)$ -й итерации, u_{15}^n – уровень напряжения узла 15 на n -й итерации, ε – допустимая величина ошибки расчета.

1. Определение многоцелевой функции

Критерием оптимальности выбора мощности и места подключения объекта РГ выступает значение многоцелевой функции (МЦФ) [16, 17]. В свою очередь, МЦФ может быть представлена как одним

контролируемым параметром, так и их функциональной зависимостью [18], причем вклад каждого параметра в конечное значение МЦФ учитывается величиной соответствующего весового коэффициента.

Имеет место принадлежность возможных контролируемых параметров в контексте обозначенной оптимизационной задачи к следующим предметным областям:

– технические параметры [19, 20, 21] – определяющие влияние внедрения объекта РГ на режимные параметры ЭЭС, например, на потери и перетоки активной и реактивной мощности, отклонение уровня напряжения от номинального значения, пропускную способность линий связи, надежность и качество электроснабжения конечного потребителя и др.;

– экономические параметры [22, 23] – определяющие экономическую эффективность строительства и последующей эксплуатации нового ввода РГ, например, капитальные затраты на строительство 1 кВт установленной мощности РГ, определяемые типом внедряемого объекта [24]: солнечная электростанция; ветряная электростанция; дизельная электростанция; гибридная электростанция, включающая в свой состав как объекты на основе возобновляемых, так и невозобновляемых источников энергии с целью повышения энергоэффективности вводимого объекта генерации, стоимость 1 кВт потерь мощности, себестоимость 1 кВт ч выдачи электроэнергии и др.;

– экологические параметры – определяющие влияние функционирования объекта РГ на состояние экологической обстановки, например, выбросы парниковых газов в натуральных единицах (тоннах) или условных единицах (СО₂-эквивалента) [25, 26], что более предпочтительно, так как условные единицы позволяют учесть относительный вклад различных видов парниковых газов в изменение климата ввиду их различной способности поглощать и переизлучать тепловое излучение, а также продолжительности нахождения в атмосфере Земли, и др.

Таким образом, в зависимости от вида МЦФ, выбранных контролируемых параметров и величин их весовых коэффициентов для одной и той же исследуемой схемы возможно получение отличных оптимальных параметров объекта РГ в соответствии с расчетными условиями поставленной задачи и накладываемыми ограничениями.

2. Описание расчетных условий

При проведении серии расчетов принято, что МЦФ имеет однокритериальный вид, в качестве контролируемого параметра выступают суммарные потери активной мощности. Накладываемые ограничения на поле возможных решений в рамках рассматриваемой оптимизационной задачи представлены в следующем объеме:

- отсутствие обратного перетока мощности на головном участке сети;
- отклонение уровня напряжения узлов схемы от номинального значения не превышает $\pm 5\%$ (для исследуемой схемы номинальное напряжение составляет 11 кВ);
- установленная мощность РГ не превышает суммарной мощности нагрузки сети (1226,4 кВт), с учетом суммарных потерь мощности по линиям связи.

Шаг изменения мощности внедряемого объекта РГ составляет 0,1 о.е. мощности нагрузки узла установки. Верхняя граница диапазона допустимых мощностей РГ варьируется в следующих пределах: (1...9) о.е. мощности нагрузки узла установки, что обусловлено последним пунктом приведенных ранее ограничений.

Так, математическая запись расчетного случая, соответствующего верхней границе диапазона, равной мощности нагрузки узла установки, выглядит следующим образом:

$$P_{\text{РГ}} = (0 \dots 1) P_i, \quad (2)$$

где $P_{\text{РГ}}$ – мощность объекта РГ, кВт; P_i – мощность нагрузки узла подключения объекта РГ, кВт; $i = 1 \dots 15$ – номер узла подключения объекта РГ.

Таким образом, в соответствии с вышеизложенным, искомыми параметрами при решении оптимизационной задачи выбора места подключения и оптимальной мощности объекта РГ являются мощность (кВт) и место подключения (номер узла) планируемого ввода РГ. Оптимальная конфигурация объекта РГ соответствует минимальному значению МЦФ, в данном случае определяемую суммарными потерями активной мощности в исследуемой схеме. Кроме того, одновременно с поиском величин обозначенных параметров РГ выполняется проверка текущего решения на предмет соответствия наложенным ограничениям.

3. Анализ результатов исследования

3.1. Установка одного объекта распределенной генерации

В табл. 1 представлены результаты запуска программной реализации разработанного алгоритма определения оптимальной мощности и места подключения объекта РГ для исследуемой схемы при выбранных условиях и в соответствии с приведенными ранее ограничениями.

Таблица 1

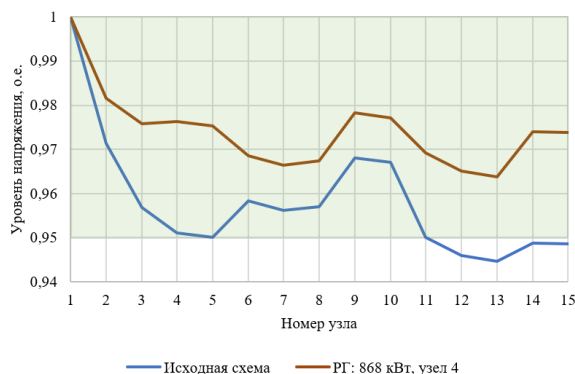
Результаты исследования

Расчетный случай	Суммарные потери активной мощности, кВт	Оптимальное место подключения РГ (номер узла)	Оптимальная мощность РГ, кВт
–	61,714	–	–
$P_{РГ} = (0...1) P_i$	54,596	11	140
$P_{РГ} = (0...2) P_i$	49,092	15	280
$P_{РГ} = (0...3) P_i$	44,709	4	420
$P_{РГ} = (0...4) P_i$	41,562		560
$P_{РГ} = (0...5) P_i$	39,622		700
$P_{РГ} = (0...6) P_i$	38,859		840
$P_{РГ} = (0...7) P_i$	38,846		868
$P_{РГ} = (0...8) P_i$			
$P_{РГ} = (0...9) P_i$			

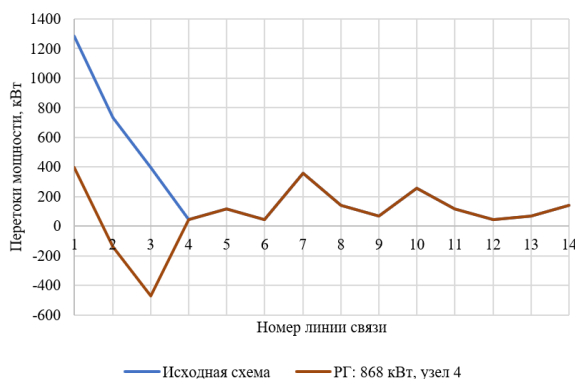
Согласно полученным результатам, расширение диапазона допустимых мощностей внедряемого объекта РГ до значения 7 о.е. мощности нагрузки узла установки включительно сопровождается увеличением рекомендуемой оптимальной мощности РГ. Однако значительное расширение данного диапазона до значений, сопоставимых суммарной мощности нагрузки исследуемой схемы, а именно 8 и 9 о.е. мощности нагрузки узла установки, не сопровождается наличием оптимумов с меньшим значением МЦФ, в связи с чем дальнейшее увеличение диапазона допустимых мощностей РГ с сопутствующим кратным увеличением расчетного времени в рамках разработанного алгоритма нецелесообразно. Данное явление наблюдается ввиду того, что

система начинает воспринимать внедряемый объект дополнительной генерации не как объект РГ, а как эквивалентный генератор большой мощности, аналогичной мощности системы, подключенной к узлу 1 на головном участке исследуемой схемы.

На рис. 1, *а*, *б* приведены уровни напряжения узлов схемы и перетоки активной мощности по линиям связи соответственно для случая, при котором в рамках данных расчетных условий имеет место минимальное значение МЦФ, а именно при установке объекта РГ мощностью 868 кВт в узел 4, и для исходной схемы.



а



б

Рис. 1. Параметры исследуемой схемы при установке РГ 868 кВт в узел 4 и для исходной схемы: *а* – уровень напряжения узлов схемы; *б* – распределение перетоков активной мощности по линиям связи

Согласно рис. 1, *а* при установке объекта РГ оптимальной мощности и места подключения уровень напряжения всех узлов исследуемой схемы не выходит за рамки допустимой области, заданной

ранее в качестве одного из ограничительных условий. В соответствии с рис. 1, б установке РГ с оптимальными параметрами свойственно значительное уменьшение перетока активной мощности на головном участке (линия связи 1), что обусловлено наличием обратного перетока мощности по линиям связи 2 и 3 ввиду питания потребителей, расположенных в узлах 2 и 3 исследуемой схемы, не от системы, а от локального генерирующего объекта, установленного в узел 4.

В табл. 2 представлено пояснение обозначенным на рис. 1, б номерам линий связи исследуемой схемы.

Таблица 2

Параметры исследуемой схемы

Номер линии связи	Номер начального узла	Номер конечного узла
1	1	2
2	2	3
3	3	4
4	4	5
5	2	9
6	9	10
7	2	6
8	6	7
9	6	8
10	3	11
11	11	12
12	12	13
13	4	14
14	4	15

На рис. 2 приведен конечный результат запуска программной реализации разработанного алгоритма.

```
*** Рекомендуемые параметры РГ ***                               for 7 p.u.html:1435
-- Оптимальная мощность РГ = 868 кВт                             for 7 p.u.html:1437
-- Место подключения РГ: 4 узел                                   for 7 p.u.html:1439
-- Суммарные потери активной мощности = 38.846 кВт                for 7 p.u.html:1441
-- Ограничение на уровень напряжения: выполнено                 for 7 p.u.html:1444
```

Рис. 2. Конечный результат запуска программной реализации разработанного алгоритма, отражающий оптимальные параметры планируемого ввода РГ

Таким образом, пользователю выводится информация о рекомендуемых оптимальных параметрах внедряемого объекта РГ (мощность и место подключения к энергосистеме), соответствующее данной установке значение суммарных потерь активной мощности, а также сведения о выполнении наложенного ограничения на уровень напряжения для всех узлов исследуемой схемы.

Во втором разделе было приведено пояснение выбора максимального значения верхней границы диапазона допустимых мощностей РГ, соответствующего 9 о.е. мощности нагрузки узла установки. Наименьшее же значение верхней границы данного диапазона определяется накладываемым ограничением на величину уровня напряжения всех узлов исследуемой схемы. При меньшем значении, чем 1 о.е., отсутствуют варианты оптимальной установки объекта РГ при обеспечении выполнения данного ограничения. Так, в случае снятия условия на соответствие уровня напряжения всех узлов исследуемой схемы допустимой области для значения верхней границы диапазона допустимых мощностей, равного 0,9 о.е. мощности нагрузки узла установки, оптимальной является установка объекта РГ мощностью 126 кВт (0,9 о.е. мощности нагрузки узла 15) в узел 15, при этом суммарные потери активной мощности сокращаются до значения 55,158 кВт. Однако при такой установке дополнительной генерации величины уровней напряжения сразу двух узлов исследуемой схемы, а именно узлов 12 и 13, не принадлежат допустимой области (рис. 3).

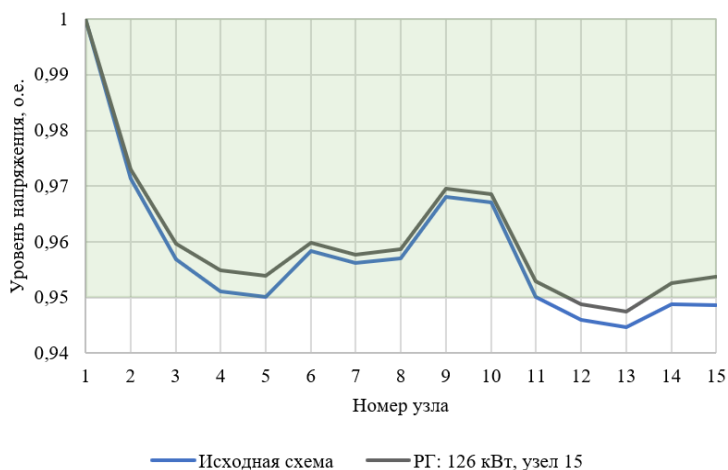


Рис. 3. Уровень напряжения узлов исследуемой схемы при установке РГ 126 кВт в узел 15 и для исходной схемы

В рамках данного расчетного случая при установке объекта РГ мощностью 0,9 о.е. в узлы, характеризующиеся минимальным уровнем напряжения – узлы 12 и 13 (по одному объекту в каждом расчете), уровни напряжения в данных узлах повышаются в сравнении с произведенной ранее установкой РГ с оптимальными параметрами в отсутствие выполнения условия на принадлежность уровней напряжения всех узлов исследуемой схемы допустимой области.

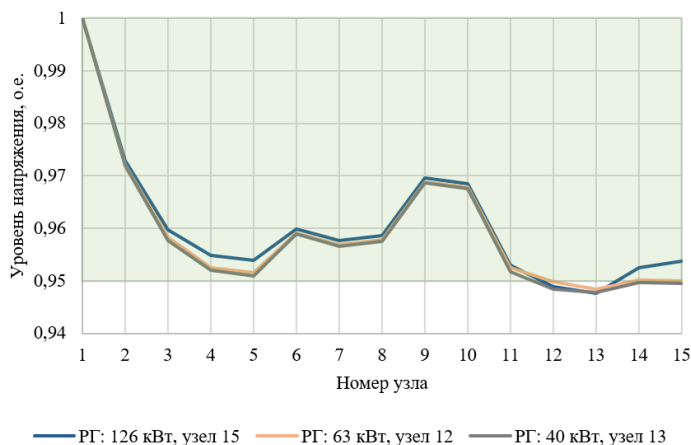


Рис. 4. Уровень напряжения узлов исследуемой схемы при установке РГ 126 кВт (0,9 о.е.) в узел 15 и мощностью 0,9 о.е. в узлы минимального напряжения

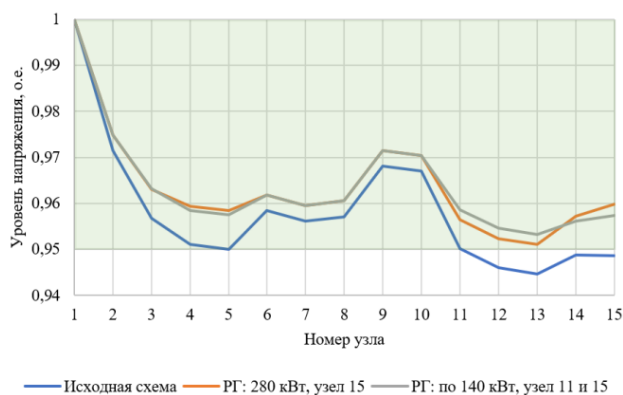
Однако в целом по узлам схемы прослеживается тенденция снижения уровня напряжения, т.е. так же, как и для оптимальной установки в рамках обозначенного расчетного случая, не выполняется условие принадлежности уровней напряжения всех узлов исследуемой схемы допустимой области (рис. 4). Кроме того, стоит отметить, что и суммарные потери активной мощности при установке объекта РГ в узлы 12 и 13 (по одному в каждом расчете) мощностью, соответствующей 0,9 о.е. мощности нагрузки узла установки, превышают оптимум – 58,044 и 59,299 кВт соответственно.

3.2. Установка одновременно двух объектов распределенной генерации

Для расчетного случая, при котором верхняя граница диапазона допустимых мощностей объекта РГ соответствует 2 о.е. мощности нагрузки узла установки, оптимальным для размещения РГ является узел

15, мощность объекта при этом составляет 280 кВт (2 о.е. мощности нагрузки узла 15). Так, наблюдается сокращение суммарных потерь активной мощности до значения 49,092 кВт.

Однако данная мощность может быть представлена как сосредоточенной в одном из узлов исследуемой схемы, так и распределенной по сети, в частности, имеет место расчетный случай одновременной установки двух объектов РГ (размещение по одному объекту в двух узлах схемы). Выполним программную реализацию приведенного расчетного случая. При этом для равноценности с описанным выше случаем установки одного объекта РГ принимаем ограничение на суммарную мощность вводимой РГ, равное 2 о.е. мощности нагрузки узлов установки объектов.



а

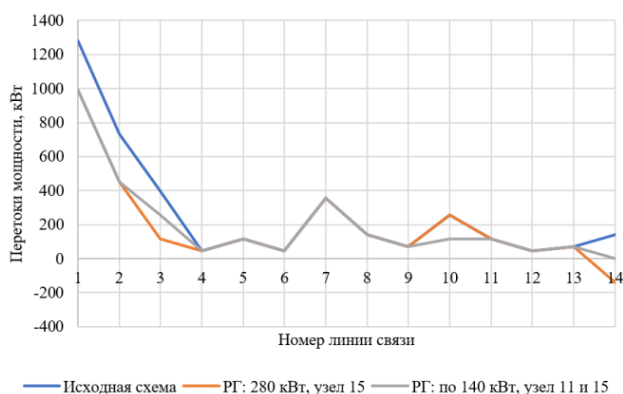


Рис. 5. Параметры исследуемой схемы при установке РГ 280 кВт в узел 15 для оптимальной установки двух объектов аналогичной мощности, а также для исходной схемы: а – уровень напряжения узлов схемы; б – распределение перегонов активной мощности по линиям связи

В соответствии с конечным результатом, выводимым пользователю выполненной программной реализацией разработанного алгоритма, минимальному значению МЦФ соответствует подключение объектов РГ к узлам 11 и 15 исследуемой схемы, при этом мощность обоих объектов соответствует 1 о.е. мощности нагрузки узлов размещения, а именно по 140 кВт. Потери активной мощности в данном случае сокращаются значительно, чем при установке одного объекта аналогичной мощности, и составляют 48,389 кВт.

На рис. 5, а, б, приведены уровни напряжения узлов схемы и перетоки активной мощности по линиям связи соответственно для случая установки объекта РГ мощностью 280 кВт в узел 15, для оптимальной установки двух объектов аналогичной мощности, а также для исходной схемы.

Согласно рис. 5, а, оптимальной установке РГ как одного, так и двух объектов аналогичной мощности соответствует принадлежность уровней напряжения всех узлов исследуемой схемы допустимой области, чего, в свою очередь, не наблюдается для исходной схемы. Кроме того, установке одновременно двух объектов РГ в узлы 11 и 15 свойственны более высокие уровни напряжения узлов схемы, в том числе для узлов с минимальным уровнем напряжения – узлов 12 и 13.

В соответствии с рис. 5, б, при оптимальной установке одного объекта РГ и одновременно двух объектов РГ сопоставимой с мощностью в рамках данного расчетного сценария наблюдается уменьшение перетока активной мощности на головном участке (линия связи 1) в сравнении с исходной схемой. Стоит отметить, что оптимальной установке двух объектов РГ присущи меньшие перетоки мощности по линиям связи, в конце которых установлены объекты дополнительной генерации, а именно по линиям связи 10 и 14. В частности, для линии связи 14 при установке объекта РГ мощностью, сопоставимой с мощностью нагрузки узла 15 (размещение одновременно двух объектов), имеет место нулевой переток мощности, в то время как при мощности объекта 2 о.е. (размещение одного объекта) – отрицательный переток мощности. Несмотря на наблюдаемый положительный эффект рассредоточенной установки объектов РГ, формирование расчетных условий для решения задачи определения оптимальных параметров РГ должно подкрепляться для каждого конкретного случая учетом соответствующего технико-экономического обоснования.

Заключение

Таким образом, можно заключить, что тенденция распространения объектов РГ в мировой электроэнергетической отрасли определяет растущее влияние функционирования данных объектов на параметры режима работы ЭЭС. Соответствующее влияние подлежит всестороннему изучению и учету при проектировании нового ввода РГ.

Результаты, полученные программной реализацией разработанного алгоритма определения оптимальной мощности и места подключения объекта РГ, свидетельствуют о зависимости конечного решения обозначенной задачи для одной и той же исследуемой схемы от формирования расчетных условий, в частности, от диапазона допустимых мощностей внедряемой РГ, накладываемых ограничений, в том числе на область допустимых уровней напряжения узлов схемы, возможной степени рассредоточения устанавливаемых объектов по сети и др.

Применение представленной программной реализации в предпроектной деятельности, а именно при планировании нового ввода РГ, позволит определить в соответствии с имеющимися расчетными данными для схемы конкретного энергорайона ЭЭС оптимальный вариант подключения данного объекта к сети при обеспечении минимальных эксплуатационных затрат.

Перспективным направлением развития проведенной работы является совершенствование выполненной реализации представленного алгоритма, а именно добавление новых расчетных сценариев, например, с возможностью установки объектов РГ разного типа, а также одновременно нескольких объектов (три и более) в разных узлах исследуемой схемы. Кроме того, предполагается расширение набора параметров планируемого объекта РГ, выводимых пользователю программой в результате выполнения ею расчета, что, в свою очередь, будет обеспечиваться усложнением МЦФ и изменением ее вида.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00275

Библиографический список

1. Chen Y.C., Liu H.M. Evaluation of greenhouse gas emissions and the feed-in tariff system of waste-to-energy facilities using a system dynamics model // Science of the Total Environment. – October, 2021. – Vol. 792. – P. 1–9. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148445

2. Харитоновна Н.А., Харитоновна Е.Н., Пуляева В.Н. Углеродный след России: реалии и перспективы экономического развития // Экономика в промышленности. – 2021. – № 14(1). – С. 50–62.

3. Жилина И.Ю. Инновации в борьбе с глобальным потеплением // Экономические и социальные проблемы России. – 2020. – № 1(41). – С. 75–103.

4. Попадько Н.В., Рожнятовский Г.И., Дауди Д.И. Водородная энергетика и мировой энергопереход // Инновации и инвестиции. – 2021. – № 4. – С. 59–64.

5. The role of new energy in carbon neutral / C. Zou, B. Xiong, H. Xue, D. Zheng, Z. Ge, Y. Wang, L. Jiang, S., Pan S.Wu // Petroleum Exploration and Development. – April, 2021. – Vol. 48, Iss. 2. – P. 480–491. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60039-3

6. Evaluating fuel consumption factor for energy conversation and carbon neutral on an industrial thermal power unit / J. Zeng, L. Liu, X. Liang, S. Chen, J. Yuan // Energy. – October, 2021. – Vol. 232. – P. 1–8. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120887

7. Сологубова Г.С. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в РФ // Техничко-технологические проблемы сервиса. – 2020. – № 2(52). – С. 55–63.

8. Exploring the nexus between agriculture and greenhouse gas emissions in BIMSTEC region: The role of renewable energy and human capital as moderators / G.D. Sharma, M.I. Shah, U. Shahzad, M. Jain, R. Chopra // Journal of Environmental Management. – November, 2021. – Vol. 297. – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.jenvman.2021.113316

9. Krarti M., Aldubyan M. Role of energy efficiency and distributed renewable energy in designing carbon neutral residential buildings and communities: Case study of Saudi Arabia // Energy and Buildings. – November, 2021. – Vol. 250. – P. 1–15. DOI: 10.1016/j.enbuild.2021.111309

10. Rathore A., Patidar N.P. Optimal sizing and allocation of renewable based distribution generation with gravity energy storage considering stochastic nature using particle swarm optimization in radial distribution network // Journal of Energy Storage. – March, 2021. – Vol. 35. – P. 1–18. DOI: 10.1016/j.est.2021.102282

11. Sivakumar K., Jayashree R., Danasagaran K. Efficiency-driven planning for sizing of distributed generators and optimal construction of a cluster of microgrids // Engineering Science and Technology, an Interna-

tional Journal. – October, 2021. – Vol. 24, iss. 5. – P. 1153–1167. DOI: 10.1016/j.jestch.2021.02.015

12. Viral R., Khatod D. Optimal Planning of Distributed Generation Systems in Distribution System: A Review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – September, 2012. – Vol. 16, iss. 7. – P. 5146–5165. DOI: 10.1016/j.rser.2012.05.020

13. De A., Mittal A. An Optimal Positioning and Voltage Stability Analysis of Renewable Distributed Generation and Grid Integrated Energy Systems – A Review // International Journal of Electrical and Electronics Engineering Research (IJEEER). – December, 2019. – Vol. 9, iss. 2. – P. 13–20. DOI: 10.24247/ijeeerdec20192

14. Modeling and Simulation of Distribution Network with the Integration of Distribution Generator using MatLab / T.D. Sudhakar, M.R., Rajan K.N. Srinivas, R.R. Prabu, T.V. Narmadha, M.M. Krishnan // Indian Journal of Science and Technology. – March, 2016. – Vol. 9, iss. 12. – P. 1–7. DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i12/89947

15. Малькова Я.Ю., Уфа Р.А., Мыцко Е.А. Решение задачи определения оптимальных параметров возобновляемой генерации при интеграции в электроэнергетическую систему // Прикладные математика и информатика: труды 63-й Всерос. науч. конф. МФТИ. – М.: Изд-во МФТИ, 2020. – С. 186–188.

16. Fadaee M., Radzi M.A.M. Multi-objective Optimization of a Stand-alone Hybrid Renewable Energy System by using Evolutionary Algorithms: A Review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – June, 2012. – Vol. 16, iss. 5. – P. 3364–3369. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.071

17. Ahmadi B., Ceylan O., Ozdemir A. A multi-objective optimization evaluation framework for integration of distributed energy resources // Journal of Energy Storage. – September, 2021. – Vol. 41. – P. 1–11. DOI: 10.1016/j.est.2021.103005

18. Multi-objective Optimization of Integrated Renewable Energy System Considering Economics and CO2 Emissions / Q. Wu, J. Zhou, S. Liu, X. Yang, H. Ren // Energy Procedia. – December, 2016. – Vol. 104. – P. 15–20. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.12.004

19. Suresh M.C.V., Belwin E.J. Optimal DG Placement for Benefit Maximization in Distribution Networks by using Dragonfly Algorithm // Renewables: Wind, Water, and Solar. – May, 2018. – Vol. 5, iss. 4. – P. 1–8. DOI: 10.1186/s40807-018-0050-7

20. Acharya N., Mahat P., Mithulananthan N. An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – December, 2006. – Vol. 28, iss. 10. – P. 669–678. DOI: 10.1016/j.ijepes.2006.02.013

21. Optimum coordination of centralized and distributed renewable power generation incorporating battery storage system into the electric distribution network / M. Ahmadi, O.B. Adewuyi, M.S.S. Danish, P. Mandal, A. Yona, T. Senjyu // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – February, 2021. – Vol. 125. – P. 1–16. DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106458

22. Бобылев С.Н., Кирюшин П.А., Кошкина Н.Р. Новые приоритеты для экономики и зеленое финансирование // *Экономическое возрождение России*. – 2021. – № 1(67). – С. 152–166.

23. A multi-objective resilience-economic stochastic scheduling method for microgrid / A. Younesi, H. Shayeghi, P. Siano, A. Safari // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – October, 2021. – Vol. 131. – P. 1–14. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.106974

24. Begum N.M., Rao T.P. Optimal Placement and Sizing of DG in Distribution Lines // *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering (IJAREEIE)*. – July, 2017. – Vol. 6, iss. 7. – P. 5517–5523. DOI: 10.15662/IJAREEIE.2017.0607051

25. Марьин Е.В. О некоторых особенностях Парижского соглашения по климату // *Актуальные вопросы современной экономики*. – 2021. – № 5. – С. 612–616.

26. Calculation method and model of carbon sequestration by urban buildings: An example from Shenyang / P. Li, T. Shi, L. Bing, Z. Wang, F. Xi // *Journal of Cleaner Production*. – October, 2021. – Vol. 317. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128450

References

1. Chen Y.C., Liu H.M. Evaluation of greenhouse gas emissions and the feed-in tariff system of waste-to-energy facilities using a system dynamics model. *Science of the Total Environment*. October, 2021, vol. 792, pp. 1-9. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148445

2. Kharitonova N.A., Kharitonova E.N., Puliaeva V.N. Uglerodnyi sled Rossii: realii i perspektivy ekonomicheskogo razvitiia [Carbon footprint of Russia: realities and prospects of economic development]. *Ekonomika v promyshlennosti*, 2021, no. 14(1), pp. 50-62.

3. Zhilina I.Iu. Innovatsii v bor'be s global'nym potepleniem [Innovations in the fight against global warming]. *Ekonomicheskie i sotsial'nye problemy Rossii*, 2020, no. 1(41), pp. 75-103.

4. Popad'ko N.V., Rozhniatovskii G.I., Daudi D.I. Vodorodnaia energetika i mirovoi energoperekhod [Hydrogen energy and the global energy transition]. *Innovatsii i investitsii*, 2021, no. 4, pp. 59-64.

5. Zou C., Xiong B., Xue H., Zheng D., Ge Z., Wang Y., Jiang L., S. Pan, Wu S. The role of new energy in carbon neutral. *Petroleum Exploration and Development*. April, 2021, vol. 48, iss. 2, pp. 480-491. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60039-3

6. Zeng J., Liu L., Liang X., Chen S., Yuan J. Evaluating fuel consumption factor for energy conversation and carbon neutral on an industrial thermal power unit. *Energy*. October, 2021, vol. 232, pp. 1-8. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120887

7. Sologubova G.S. Perspektivy razvitiia vozobnovliaemykh istochnikov energii v RF [Prospects for development of renewable energy sources in Russia]. *Tekhniko-tehnologicheskie problemy servisa*, 2020, no. 2(52), pp. 55-63.

8. Sharma G.D., Shah M.I., Shahzad U., Jain M., Chopra R. Exploring the nexus between agriculture and greenhouse gas emissions in BIMSTEC region: The role of renewable energy and human capital as moderators. *Journal of Environmental Management*. November, 2021, vol. 297, pp. 1-13. DOI: 10.1016/j.jenvman.2021.113316

9. Krarti M., Aldubyan M. Role of energy efficiency and distributed renewable energy in designing carbon neutral residential buildings and communities: Case study of Saudi Arabia. *Energy and Buildings*. November, 2021, vol. 250, pp. 1-15. DOI: 10.1016/j.enbuild.2021.111309

10. Rathore A., Patidar N.P. Optimal sizing and allocation of renewable based distribution generation with gravity energy storage considering stochastic nature using particle swarm optimization in radial distribution network. *Journal of Energy Storage*. March, 2021, vol. 35, pp. 1-18. DOI: 10.1016/j.est.2021.102282

11. Sivakumar K., Jayashree R., Danasagaran K. Efficiency-driven planning for sizing of distributed generators and optimal construction of a cluster of microgrids. *Engineering Science and Technology, an International Journal*. October, 2021, vol. 24, iss. 5, pp. 1153-1167. DOI: 10.1016/j.jestch.2021.02.015

12. Viral R., Khatod D. Optimal Planning of Distributed Generation Systems in Distribution System: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. September, 2012, vol. 16, iss. 7, pp. 5146-5165. DOI: 10.1016/j.rser.2012.05.020

13. De A., Mittal A. An Optimal Positioning and Voltage Stability Analysis of Renewable Distributed Generation and Grid Integrated Energy Systems - A Review. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering Research (IJEEER)*. December, 2019, vol. 9, iss. 2, pp. 13-20. DOI: 10.24247/ijeeerdec20192

14. Sudhakar T.D., M.R. Rajan, Srinivas K.N., Prabu R.R., Narmadha T.V., Krishnan M.M. Modeling and Simulation of Distribution Network with the Integration of Distribution Generator using MatLab. *Indian Journal of Science and Technology*. March, 2016, vol. 9, iss. 12, pp. 1-7. DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i12/89947

15. Mal'kova Ia.Iu., Ufa R.A., Mytsko E.A. Reshenie zadachi opredeleniia optimal'nykh parametrov vozobnovliaemoi generatsii pri integratsii v elektroenergeticheskuiu sistemu [Solving the task of optimal parameters of renewable generation during penetration into the electric power system]. *Prikladnye matematika i informatika. Trudy 63-i Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii Moskovskogo fiziko-tekhnicheskogo instituta*. Moscow: Moskovskii fiziko-tekhnicheskii institut, 2020, pp. 186-188.

16. Fadaee M., Radzi M.A.M. Multi-objective Optimization of a Stand-alone Hybrid Renewable Energy System by using Evolutionary Algorithms: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. June, 2012, vol. 16, iss. 5, pp. 3364-3369. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.071

17. Ahmadi B., Ceylan O., Ozdemir A. A multi-objective optimization evaluation framework for integration of distributed energy resources. *Journal of Energy Storage*. September, 2021, vol. 41, pp. 1-11. DOI: 10.1016/j.est.2021.103005

18. Wu Q., Zhou J., Liu S., Yang X., Ren H. Multi-objective Optimization of Integrated Renewable Energy System Considering Economics and CO2 Emissions. *Energy Procedia*, December, 2016, vol. 104, pp. 15-20. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.12.004

19. Suresh M.C.V., Belwin E.J. Optimal DG Placement for Benefit Maximization in Distribution Networks by using Dragonfly Algorithm. *Renewables: Wind, Water, and Solar*, May, 2018, vol. 5, iss. 4, pp. 1-8. DOI: 10.1186/s40807-018-0050-7

20. Acharya N., Mahat P., Mithulananthan N. An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. December, 2006, vol. 28, iss. 10, pp. 669-678. DOI: 10.1016/j.ijepes.2006.02.013

21. Ahmadi M., Adewuyi O.B., Danish M.S.S., Mandal P., Yona A., Senjyu T. Optimum coordination of centralized and distributed renewable power generation incorporating battery storage system into the electric distribution network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. February, 2021, vol. 125, pp. 1-16. DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106458

22. Bobylev S.N., Kiriushin P.A., Koshkina N.R. Novye priority dlia ekonomiki i zelenoe finansirovanie [New priorities for the economy and green finance]. *Ekonomicheskoe vozrozhdenie Rossii*, 2021, no. 1(67), pp. 152-166.

23. Younesi A., Shayeghi H., Siano P., Safari A. A multi-objective resilience-economic stochastic scheduling method for microgrid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. October, 2021, vol. 131, pp. 1-14. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.106974

24. Begum N.M., Rao T.P. Optimal Placement and Sizing of DG in Distribution Lines. *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering (IJAREEIE)*, July, 2017, vol. 6, iss. 7, pp. 5517-5523. DOI: 10.15662/IJAREEIE.2017.0607051

25. Mar'in E.V. O nekotorykh osobennostiakh Parizhskogo soglasheniia po klimatu [Some features of the Paris Climate Agreement]. *Aktual'nye voprosy sovremennoi ekonomiki*, 2021, no. 5, pp. 612-616.

26. Li P., Shi T., Bing L., Wang Z., Xi F. Calculation method and model of carbon sequestration by urban buildings: An example from Shenyang. *Journal of Cleaner Production*. October, 2021, vol. 317, pp. 1-10. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128450

Сведения об авторах

Малькова Яна Юрьевна (Томск, Россия) – студентка отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: yamalkova96@gmail.com).

Уфа Руслан Александрович (Томск, Россия) – кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: hecn@tpu.ru).

Мыцко Евгений Алексеевич (Томск, Россия) – кандидат технических наук, доцент отделения информационных технологий Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: evgenvt@tpu.ru).

About the authors

Yana Yu. Malkova (Tomsk, Russian Federation) – Student School of Energy and Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, Lenina ave., 30, e-mail: yamalkova96@gmail.com).

Ruslan A. Ufa (Tomsk, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Ass. Professor, School of Energy and Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, Lenina ave., 30, e-mail: hecn@tpu.ru).

Evgeny A. Mytsko (Tomsk, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Ass. Professor, School of Computer Science and Robotics, National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, Lenina ave., 30, e-mail: evgenvt@tpu.ru).

Получено 28.08.2021