

## ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ

П.Ю. Губин<sup>1</sup>, А.А. Малахов<sup>2</sup>, К.В. Рындина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия,

<sup>2</sup> Филиал «Дон-РТСофт», г. Новочеркасск, Россия

Компенсация реактивной мощности в сетях высокого напряжения применяется и должна применяться в качестве инструмента повышения надежности и энергоэффективности электроснабжения, которые подразумевают обеспечение целого ряда показателей работы сетей: от поддержания требуемых уровней напряжения и допустимых токовых нагрузок элементов до обеспечения нормируемого значения коэффициента мощности и снижения потерь электроэнергии. Из-за необходимости учета инвестиционной привлекательности проекта проблема выбора оптимальных мощностей и мест установки средств компенсации становится многофакторной задачей, требующей комплексного моделирования сетей электроснабжения в комбинации с применением специальных математических методов поиска оптимальных решений. В данной работе представлена методика оптимального размещения компенсирующих устройств по критерию максимума чистого дисконтированного дохода с учетом потерь электроэнергии за расчетный период и требований к уровням напряжения на шинах подстанций сети на основе метаэвристического метода дифференциальной эволюции. При этом в качестве базы для моделирования и выполнения расчетов используется программный комплекс DIgSILENT PowerFactory 2020. Предлагаемый подход позволяет осуществить выбор наилучших мест установки устройств компенсации реактивной мощности и их параметров из predetermined расчетчиком модельного ряда и одновременно принять во внимание сетевые ограничения и приведенные затраты для произвольного периода планирования, что продемонстрировано на примере 14-узловой модели IEEE.

*Ключевые слова:* электрическая сеть, средство компенсации реактивной мощности, метод дифференциальной эволюции, чистый дисконтированный доход, потери электрической энергии, DIgSILENT PowerFactory.

### Введение

Традиционно мероприятия, связанные с регулированием перетоков реактивной мощности в распределительных сетях, позволяют решить широкий спектр задач, связанных с обеспечением надежного электроснабжения потребителей и повышения энергоэффективности систем. В распределительных сетях компенсация реактивной мощности подразумевает необходимость её дополнительной инъекции в определенных точках сети. В частности, установка средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) на секциях шин, к которым подключены крупные асинхронные двигатели или их группы, обеспечивает полностью или частично потребность этих машин в реактивной мощности и оказывается, как правило, эффективной, поскольку исключает тем самым отрицательные факторы от протекания этой мощности от питающей сети к отдельным установкам потребителей. Озвученная эффективность заключается в достижении следующих целей в управлении режимом сети: поддержание нормируемой величины  $\text{tg } \varphi$ , ограничение токовой нагрузки кабельных (КЛ) и воздушных линий (ВЛ) (снижение аварийности в распределительной сети, например, за счет снижения температуры кабельных линий и, как следст-

вие, замедления старения их изоляции [1]), снижение потерь электроэнергии, поддержание требуемого уровня напряжения (уменьшение накопительного экономического ущерба [2] и ограничение риска нарушения устойчивости двигательного оборудования [3]).

Учет перечисленных факторов, определяющих целесообразность установки СКРМ, совместно с осуществлением выбора точек подключения и мощности этих устройств, анализом нормальных и аварийных режимов работы сети, а также оценкой затрат на реализацию проекта составляют комплексную задачу оптимизации размещения компенсирующих устройств.

Научным сообществом вводятся различные постановки этой задачи нелинейного программирования [4, 5] и смежных с ней [6]. При этом, несмотря на то, что в качестве расчетных инструментов рядом исследователей предлагаются детерминистические методы [7] или методы нейронных сетей [8], сегодня значительная доля научных публикаций по теме посвящена оценке эффективности применения в этой области различных метаэвристических подходов. Так, в работе [9] предлагается методика распределения подлежащей компенсации реактивной мощности в радиальных сетях на

основе генетического алгоритма оптимизации. Генетический алгоритм также используется в исследовании [10], где применяется для оптимизации состава и мест подключения регулируемых батарей статических конденсаторов (БСК) в крупномасштабных сетях электроснабжения. Авторы работы [11] описывают алгоритм оптимального размещения статических СКРМ с учетом режима сети и ограничений на уровни напряжения в её узлах с помощью метода химических реакций. Исследование [12] демонстрирует перспективную результативность применения двухэтапного подхода к оптимальному размещению СКРМ: на первом шаге с помощью индексов чувствительности величины потерь определяются наилучшие точки подключения устройств; на втором на базе алгоритма муравьиной колонии производится выбор мощности отдельных вводимых установок и уточняется их положение. Говоря об альтернативной постановке задачи оптимизации, следует упомянуть работы группы авторов, предлагающих [5, 13] процедуру, нацеленную на максимизацию показателей надежности сети электроснабжения, и использующих для этого метод светлячков. Наконец, в работе [14] для решения задачи оптимального размещения БСК в системе электроснабжения используется метод роя частиц, эффективность которого здесь же сопоставляется с разновидностями генетических алгоритмов и поиска с запретами.

Несмотря на активность исследований в рассматриваемой области, для всех перечисленных работ характерен ряд допущений. Во-первых, затраты на установку СКРМ рассчитываются исходя из удельной стоимости на кВар мощности (\$/кВар), либо исходя из стоимости отдельного конденсатора, как составной части БСК, что позволяет лишь приблизительно оценить предполагаемые затраты. На самом деле стоимость отдельных устройств нелинейно зависит от их мощности, что при принятии упомянутого допущения приводит к чрезмерно оптимистичной оценке затрат в ходе оптимизации. Во-вторых, в большинстве работ не принимаются во внимание уже имеющиеся в сети возможности регулирования режима, например, РПН понижающих трансформаторов и переключение отпаек регулируемых БСК. Наконец, в-третьих, в рамках одной процедуры не учитывается возможность оптимального размещения разнотипных СКРМ – речь всегда идет либо о БСК, либо о статических компенсаторах и т. д.

Как результат, вытекающий из вышеизложенного, в данной статье предлагается методика вы-

бора подключаемых в точках сети СКРМ из подготовленного расчетчиком перечня моделей разнотипных устройств с применением метода дифференциальной эволюции (ДЭ), учитывающая существующие возможности регулирования режима, реализованная на базе программного комплекса (ПК) DIgSILENT PowerFactory [15]. Применяемый метод ДЭ, предложенный Метрополисом (Metropolis N.) [16] и впоследствии развитый Сторном (Storn R.) [17] – это метаэвристический алгоритм, основанный на использовании векторных операций суммирования при выполнении избирательной процедуры скрещивания в множестве возможных решений, элементы которого итерационно приближаются к глобальному оптимуму пространства состояний задачи. Этот эволюционный подход показал свою эффективность при решении целого спектра технических задач и в частности при оптимизации маршрутов прокладки инженерных сетей [18], управлении состоянием асинхронных двигателей [19], планировании ремонтов генерирующего оборудования энергосистем [20].

#### Постановка задачи оптимального размещения СКРМ

**Задача.** Выбрать оптимальный вариант вводимого устройства СКРМ для каждой из точек множества потенциальных узлов подключения  $N$ , заданного расчетчиком.

**Критерий.** Максимальный чистый дисконтированный доход с учетом затрат на установку СКРМ и экономического эффекта от изменения потерь электроэнергии за период  $T$ , а также требования обеспечения допустимых уровней напряжения  $V_k \in [V_k^{\min}; V_k^{\max}]$  в каждом из контролируемых узлов  $b = 1, \dots, B$ .

**Варьируемые переменные.** Номера строк таблицы моделей устройств  $x = \{x_1, x_2, \dots, x_N, x_i \in \mathbb{N}\}$  для каждого из целевых узлов  $N$ . В качестве примера в табл. 1 представлен шаблон исходных данных, необходимых для выполнения процедуры оптимального размещения регулируемых БСК. В табл. 1  $q_0$  – реактивная мощность, соответствующая одному шагу регулирования БСК, Мвар;  $a_0$  – число шагов регулирования БСК;  $M(x_i)$  – капиталовложения в установку БСК соответствующей модели.

Первая строка табл. 1 соответствует случаю, при котором в узле  $i$  не вводится новое оборудование; все остальные – определяют характеристики оборудования и капиталовложения на год реализации проекта. Представленный формат позво-

Таблица 1

Шаблон таблицы моделей для размещения регулируемых БСК

$x_i$	Тип устройства	Поле № 1 $q_0$	Поле № 2 $a_0$	...	$M(x_i)$ , тыс. руб.
1	0	0	0	–	0
2	БСК (рег.)	0,100	4	–	250
...	...	...	...	...	...

ляет в рамках одной таблицы объединять различные типы устройств и рассматривать их в рамках одной процедуры совместно как альтернативные решения. В частности, когда в качестве альтернативы БСК рассматривается возможность установки, например, синхронного компенсатора реактивной мощности, в табл. 1 нужно добавить строку  $x_i = 3$ , для которой определить в следующих столбцах 3 поля:  $V_{set}$  – заданное напряжение в целевом узле, кВ;  $Q_{max}$  и  $Q_{min}$  – максимальный и минимальный пределы мощности компенсатора;  $M(x_i)$  – капиталовложения в установку.

*Математический метод.* Метод ДЭ [16, 17].

*Целевая функция.* В соответствии с критерием оптимизации ЦФ задачи выбора СКРМ  $\varphi(\mathbf{x})$  включает в себя чистый дисконтированный доход  $h(\mathbf{x})$  и штрафную составляющую  $\rho(\mathbf{x})$ , учитывающую выполнение ограничений на уровни напряжений в целевом множестве контролируемых узлов  $b$ :

$$\begin{aligned} \varphi(\mathbf{x}) &= h(\mathbf{x}) - \rho(\mathbf{x}) = \\ &= h(\mathbf{x}) - \sum_{d=1}^D c_d \pi_d(\mathbf{x}) \rightarrow \max, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\varphi(\mathbf{x})$  – целевая функция оптимизации решаемой задачи;  $\rho(\mathbf{x})$  – штрафная функция, нулевое значение которой соответствует отсутствию нарушений заданных ограничений;  $\pi_d$  – расчетная величина, характеризующая степень нарушения ограничения  $d$  для рассматриваемой версии плана ремонта;  $c_d$  – коэффициент составляющей штрафной функции, масштабирующий нарушения к единицам целевой функции.

Экономическая составляющая  $h(\mathbf{x})$  ЦФ (1) включает в себя дисконтированные затраты на установку оборудования за расчетный период  $T$  и экономический эффект – изменение платы за электрическую энергию (ЭЭ) вследствие корректировки потерь с учетом дисконтирования:

$$h(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T \frac{m_t \times (\Delta L_t^0 - \Delta L_t(\mathbf{x}))}{(1+E)^{t-1}} - K(\mathbf{x}), \quad (2)$$

где  $K(\mathbf{x})$  – общие капиталовложения в установку всех планируемых СКРМ в соответствии с вариантом  $\mathbf{x}$  в узлах  $i = 1, \dots, N$  за расчетный период [21]:

$$\begin{aligned} K(\mathbf{x}) &= \sum_{i=1}^N K(x_i) = \\ &= \sum_{i=1}^N \left( \beta_i M_1(x_i) + \sum_{t=1}^T \frac{I_t}{(1+E)^{t-1}} \right) = \\ &= \sum_{i=1}^N \left( \beta_i M_1(x_i) + \sum_{t=1}^T \frac{\alpha_i \times M_1(x_i)}{(1+E)^{t-1}} \right), \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\beta_i$  – обобщенный коэффициент доп. затрат для устройства  $i$ , зависящих от условий проведения работ, региона доставки оборудования и пр.;  $M_1(x_i)$  – исходная стоимость устройства СКРМ  $i$ , отнесенная к году проведения работ (первому году расчетного интервала), тыс. руб.;  $E$  – ставка дисконтирования;  $I_t$  – эксплуатационные издержки в год  $t$ , тыс. руб.;  $\alpha_i$  – доля издержек на ремонт, обслуживание и амортизационные отчисления от исходной стоимости устройства СКРМ  $i$ ;  $m_t$  – тариф на ЭЭ в год  $t$  расчетного периода,

тыс. руб./МВт·ч;  $\Delta L_t(\mathbf{x})$  – потери ЭЭ при установке СКРМ согласно варианту  $\mathbf{x}$  для года  $t$  расчетного периода, рассчитываемые по выражению

$$\begin{aligned} \Delta L_t(\mathbf{x}) &= \Delta P_t^{\text{нагр}}(\mathbf{x}) \times \tau_{\max} + \\ &+ \Delta P_t^{\text{xx}}(\mathbf{x}) \times 8760, \end{aligned} \quad (4)$$

где  $\Delta P_t^{\text{нагр}}(\mathbf{x})$  и  $\Delta P_t^{\text{xx}}(\mathbf{x})$  – соответственно нагрузочные потери и потери холостого хода в сети в максимальном режиме в год  $t$  расчетного периода, МВт;  $\tau_{\max}$  – число часов максимума потерь мощности, рассчитываемое согласно одной из общепринятых методик [22, 23];  $\Delta L_t^0$  – потери ЭЭ в исходной схеме без СКРМ для года  $t$  расчетного периода, МВт·ч. Последняя величина рассчитывается по выражению (4), либо предопределяется расчетчиком в исходных данных.

В качестве ограничений в представленной постановке задачи оптимального размещения СКРМ учитываются следующие два: обеспечение минимального и максимального предельных уровней напряжения  $\pi_1^{V_{\min}}$  и  $\pi_2^{V_{\max}}$  соответственно в контролируемых узлах  $B$  для схемно-режимных ситуаций  $S$ :

$$\begin{aligned} \pi_1^{V_{\min}}(\mathbf{x}) &= \frac{1}{S} \times \\ &\times \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B (\max(V_b^{\min} - V_{b,s}(\mathbf{x}); 0))^2; \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \pi_2^{V_{\max}}(\mathbf{x}) &= \frac{1}{S} \times \\ &\times \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B (\max(V_{b,s}(\mathbf{x}) - V_b^{\max}; 0))^2, \end{aligned} \quad (6)$$

где  $V_b^{\min}$  – заданный минимальный предельный уровень напряжения в узле  $b$ , кВ;  $V_b^{\max}$  – заданный максимальный предельный уровень напряжения в узле  $b$ , кВ;  $V_{b,s}(\mathbf{x})$  – расчетное значение напряжения в узле  $b$  в схемно-режимной ситуации  $s$ , кВ. Фактически ограничения (5) и (6) учитывают требования, предъявляемые к величинам напряжений в узлах  $b$ , как среднее по  $S$  рассматриваемым режимам суммарное нарушение заданных максимальных и минимальных уровней параметра для каждого узла  $b$ .

*Схема расчета ЦФ и интеграция с ПК DigSILENT PowerFactory.* Для расчета таких величин, как  $V_{b,s}(\mathbf{x})$ ,  $\Delta P_t^{\text{нагр}}(\mathbf{x})$  и  $\Delta P_t^{\text{xx}}(\mathbf{x})$ , необходимо выполнение расчета установившегося режима (УР) с использованием цифровой модели исследуемой системы. Кроме того, необходимо также учитывать все имеющиеся доступные средства для введения режима в допустимую область. Для решения этой задачи возможно применение стороннего программного обеспечения, позволяющего выполнять соответствующие расчеты, и реализация на его базе предлагаемого алгоритма в виде подпрограммы. В представленном исследовании в качестве такого программного комплекса используется ПК DigSILENT PowerFactory, который позволяет без дополнительных расчетных процедур выполнить расчет УР с учетом автоматического РПН

трансформаторов, переключения отпаек регулируемых БСК, группового регулирования реактивной мощности синхронных машин. В связи с этим алгоритм расчета ЦФ принимает следующий вид.

**Входные данные:** номера строк таблицы моделей устройств  $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_N, x_i \in \mathbb{N}\}$ , для которых должна быть рассчитана ЦФ (1).

Шаг 1: по формуле (3) рассчитываются общие капиталовложения в установку всех планируемых СКРМ  $K(\mathbf{x})$ .

Шаг 2: в ПК DiGSILENT PowerFactory производится расчет режимов максимального потребления для каждого года  $t$  расчетного периода  $T$  при исходной схеме сети и с учетом установки СКРМ  $\mathbf{x}$ . Результат расчета – нагрузочные потери и потери холостого хода в сети для каждого года  $t$  –  $\Delta P_t^{\text{нагр}}(\mathbf{x})$  и  $\Delta P_t^{\text{хх}}(\mathbf{x})$ .

Шаг 3: рассчитывается составляющая ЦФ  $h(\mathbf{x})$  по формуле (2).

Шаг 4: в ПК DiGSILENT PowerFactory производится расчет режимов максимального потребления для каждой предварительно заданной схемно-режимной ситуации  $s$ , в которой должны выполняться ограничения задачи, и с учетом установки СКРМ  $\mathbf{x}$ . Результат расчета – уровни напряжений в контролируемых узлах  $b - V_{b,s}(\mathbf{x})$ .

Шаг 5: рассчитывается штрафная составляющая ЦФ  $\rho(\mathbf{x})$  по формуле (1).

Шаг 6: рассчитывается полная ЦФ  $\varphi(\mathbf{x})$  по формуле (1).

**Выходные данные:** значение ЦФ  $\varphi(\mathbf{x})$  для набора устройств  $\mathbf{x}$ .

Процедура метода ДЭ представлена в следующем разделе.

*Допущения.* В постановке задачи и последующих расчетах приняты следующие допущения.

1. Задача выбора потенциальных узлов для установки СКРМ считается независимой и решаемой предварительно. Наличие в таблице 1 первой строки, которой соответствует отсутствие СКРМ в узле  $i$ , позволяет расчетчику принимать в качестве возможных мест установки заведомо большее количество узлов сети, часть из которых отсеется в ходе расчета.

2. Все капиталовложения в установку устройств относятся к первому году реализации проекта.

3. При расчете платы за потери учитывается только тариф за ЭЭ, но не учитывается плата за мощность в часы/плановые часы пиковой нагрузки.

4. При расчете потерь не учитываются аварийные и ремонтные режимы.

5. В стоимость не включены затраты на сооружение новых ячеек – в тестовых расчетах предполагается наличие резервных присоединений.

Введенные допущения могут быть разрешены в дальнейшем и не оказывают значительного влияния на результат или во всяком случае не приводят к чрезмерно оптимистичным оценкам вариантов устанавливаемых СКРМ.

### Метод ДЭ в задаче оптимального размещения СКРМ

Алгоритм работы метода ДЭ можно представить в виде следующей последовательности действий.

1. С помощью случайного равномерного рассеивания в допустимом диапазоне значений генерируется начальное множество вариантов установки СКРМ  $\mathbf{x}_j$ . Эти вектора составляют популяцию – матрицу  $P$ , столбцы которой являются векторами  $\mathbf{x}_j$  возможных комбинаций устройств СКРМ.

2. Последовательно для каждого элемента популяции  $\mathbf{x}_j$  случайным образом выбираются два других вектора  $\mathbf{x}_a$  и  $\mathbf{x}_b$ . Далее производится расчет вспомогательного вектора  $\mathbf{v}$ :

$$\mathbf{v} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \dots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{1,j} \\ \dots \\ x_{n,j} \end{bmatrix} + \theta \times \left[ \begin{bmatrix} x_{1,a} \\ \dots \\ x_{n,a} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{1,b} \\ \dots \\ x_{n,b} \end{bmatrix} \right], \quad (7)$$

где  $\theta$  – коэффициент скрещивания. Если один или несколько элементов вектора  $\mathbf{v}$  выходят по результатам расчета за допустимые пределы (например,  $v_i < 0$ , что с точки зрения решаемой задачи невозможно, поскольку индексация строк начинается с 1), то эти элементы приравниваются к ближайшему граничному значению диапазона.

3. Путем случайного замещения части варьируемых переменных  $x_{i,j}$  вектора  $\mathbf{x}_j$  переменными вновь полученного промежуточного вектора  $\mathbf{v}$  определяется перспективный элемент популяции  $\mathbf{u}$ . Если  $\varphi(\mathbf{u}) < \varphi(\mathbf{x}_j)$ , то вектор-потомок  $\mathbf{u}$  замещает вектор  $\mathbf{x}_j$  в множестве возможных решений  $P$ . Если  $\varphi(\mathbf{u}) \geq \varphi(\mathbf{x}_j)$  – вектор  $\mathbf{u}$  отбрасывается.

4. Шаги 2 и 3 повторяются до тех пор, пока не будет выполнено одно из следующих условий:

4.1. На протяжении  $k_{lim1}$  итерационных расчетов лучшее найденное значение целевой функции в популяции остается постоянным (популяция остановилась в развитии).

4.2. Достигнуто предельное число итераций расчета  $k_{lim2}$ .

Нельзя оставить без внимания вопрос, касающийся целочисленности варьируемых переменных  $x_{i,j}$ . С учетом того что коэффициент скрещивания, как правило, находится в пределах интервала  $\theta \in (0; 1)$ , при выполнении процедуры скрещивания (7) элементы результирующего вспомогательного вектора  $\mathbf{v}$  оказываются нецелыми числами. В таком случае перед расчетом ЦФ на шаге 3 алгоритма ДЭ все координаты векторов  $\mathbf{x}_j$  и  $\mathbf{u}$  округляются до ближайших целых.

### Методика эксперимента и тестовая модель

Анализ эффективности работы предлагаемого алгоритма размещения СКРМ производится на основании результатов вычислительного эксперимента на базе модифицированной тестовой 14-узловой схемы IEEE (IEEE14).

В рамках расчета выполняется процедура оптимального размещения СКРМ в сети 33 кВ модели IEEE14 с учетом экономического эффекта от минимизации потерь в сети 33 кВ и поддержания напряжений в этой же сети в диапазоне  $\pm 7,5\%$  для всех отказов по критерию  $n - 1$ . Исходные данные модели IEEE14 находятся в открытом доступе [24].

Поскольку исходный режим сети IEEE14, смоделированной в ПК DIgSILENT PowerFactory, не требует оптимизации (в сети 33 кВ уже установлена большая по мощности БСК), а также не принимаются во внимание пределы реактивной мощности синхронных компенсаторов и генерирующего оборудования, в исследовательских целях модель была скорректирована по нескольким пунктам.

1. Выведен из работы емкостной шунт в узле № 9.

2. Величина энергопотребления в узлах сети 33 кВ увеличена на 20 %.

3. Величина энергопотребления в узлах сети 132 кВ увеличена на 10 %.

4. При расчете УР в ПК DIgSILENT PowerFactory учтены пределы по активной и реактивной мощности синхронных машин.

5. При расчете УР в ПК DIgSILENT PowerFactory автоматически выполняются РПН трансформаторов и выбор отпаек устанавливаемых БСК по критерию поддержания напряжения в узле подключения.

В табл. 2 приводится перечень моделей, из которых формируется комбинация подключаемых на классе 33 кВ устройств. В расчетном примере для наглядности рассматриваются только альтернативы установки различных моделей БСК. Возможность совмещенного выбора различных типов устройств описана при постановке задачи и до-

полнительной проверки не требует. Параметры БСК (номинальная мощность, число отпаек) взяты из открытых источников производителей для линейки устройств 35 кВ [25, 26].

Коэффициент дополнительных затрат (3) принят одинаковым для всех устройств  $\beta_i = \beta = 1,232$ ; доля издержек на ремонты, обслуживание и амортизационные отчисления –  $\alpha_i = 0,094$ ; ставка дисконтирования  $E = 0,05$ . Цены на оборудование установлены в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» и приведены к 2020 году, исходя из предположения о величине ежегодной инфляции 5 %. Расчетный период для экономической оценки проекта  $T = 5$  лет. Тариф на ЭЭ для всех годов принят одинаковым и равным  $m_t = m = 2,5$  тыс. руб./МВт·ч. Число часов максимума потерь мощности  $\tau_{\max} = 5000$  ч. Коэффициенты составляющих штрафной функции приняты равными  $c_1 = 10\,000$  тыс. руб./кВ<sup>2</sup> и  $c_2 = 5000$  тыс. руб./кВ<sup>2</sup>.

### Результаты оптимизации размещения БСК в тестовой системе IEEE14

По результатам оптимизационного расчета по размещению СКРМ в сети 33 кВ схемы IEEE14 предложена установка трех БСК, параметры которых приводятся в табл. 3.

В результате оптимизации уровень потерь в сети 33 кВ в режиме максимального потребления снизился с 1,070 до 0,707 МВт. Такое снижение потерь обеспечивает на горизонте 5 лет дисконтированный экономический эффект в 20 420 тыс. руб., что покрывает дисконтированные затраты на уста-

Таблица 2  
Модели БСК для сети 33 кВ

$x_i$	Тип устройства	Поле № 1 ( $q_0$ )	Поле № 2 ( $a_0$ )	$M(x_i)$ , тыс. руб.
1	0	0	0	0
2	БСК (per.)	0,5	5	1640
3	БСК (per.)	0,5	10	3170
4	БСК (per.)	1	10	6220
5	БСК (per.)	1	12	7440
6	БСК (per.)	1,25	12	9270
7	БСК (per.)	1,7	10	10 500
8	БСК (per.)	2,5	12	18 420

Таблица 3

Параметры БСК для расчетного интервала  $T = 5$  лет

Номер узла	Число отпаяк	$Q_{\text{ном}}$ , Мвар	Капиталовложения $K(x)$ , тыс. руб.	Издержки $I(x)$ , тыс. руб.
9	10	15	7 860	1 410
10	10	5	2 620	550
14	10	5	2 620	550
	$\Sigma$	25	13 100	2 510

новку оборудования. На рис. 1 представлена траектория изменения ЦФ в ходе расчета.

Кроме уровня потерь следует обратить внимание на выполнение ограничений по допустимым уровням напряжений в сети. Наиболее наглядно существующую в исходной модели проблему с напряжениями демонстрирует режим работы сети при отключении трансформатора 5–6 132/33 кВ, представленный на рис. 2 в виде однолинейной схемы с результатами расчета УР из модели ПК DigSILENT PowerFactory. В такой схемно-режимной ситуации отклонения напряжения в узлах 12 и 13 сети 33 кВ достигают 15 % от номинала.

На рис. 3 приведена аналогичная однолинейная схема в том же режиме, но после уста-

новки предлагаемых средств компенсации. Очевидно, что после ввода новых устройств, выбранных в ходе исследуемой расчетной процедуры, режим сети нормализуется – напряжения находятся в требуемом по условию расчета диапазоне  $\pm 7,5\%$ .

Таким образом, выбранное с применением оптимизационной методики компенсирующее оборудование, с одной стороны, позволило снизить потери в тестовой сети IEEE14, создав тем самым экономический эффект достаточный для обеспечения срока окупаемости проекта менее чем за 2,5 года, и с другой – исключило выход величин напряжений в контролируемых узлах сети 33 кВ за пределы допустимого диапазона.

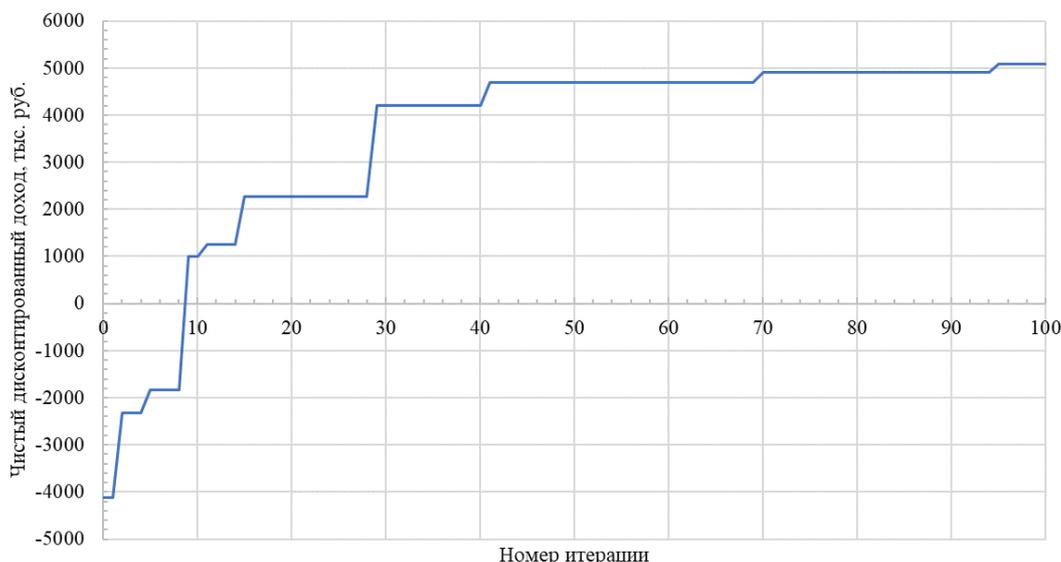


Рис. 1. Траектория изменения целевой функции в ходе работы алгоритма

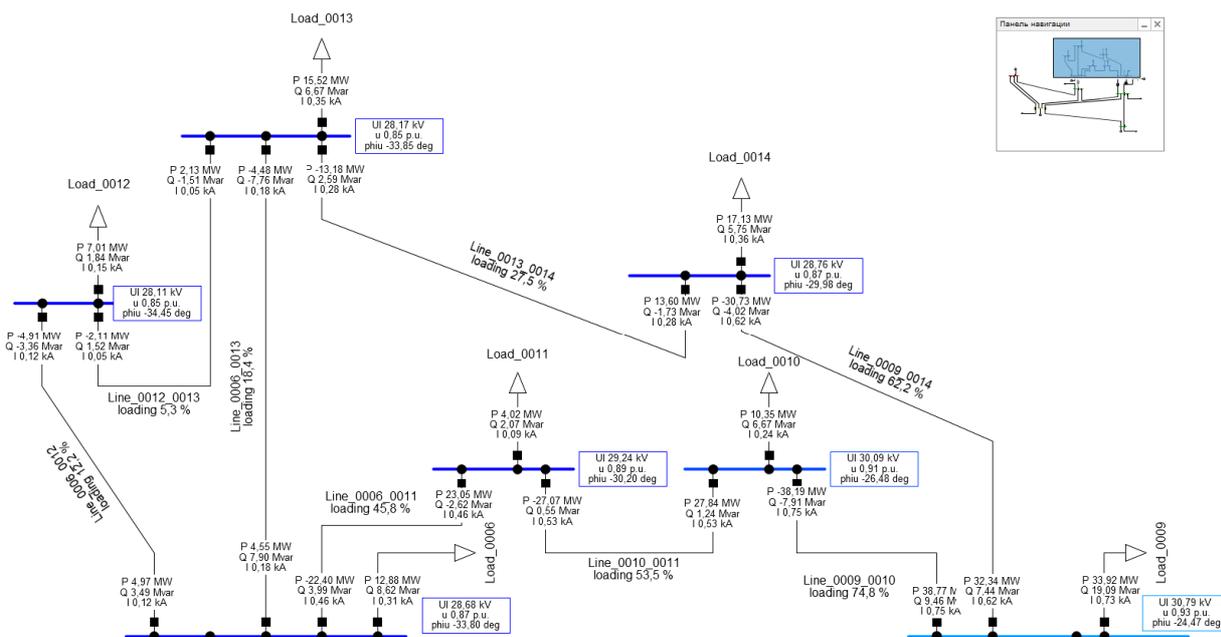


Рис. 2. Режим сети при отключении трансформатора 5–6 132/33 кВ до размещения БСК

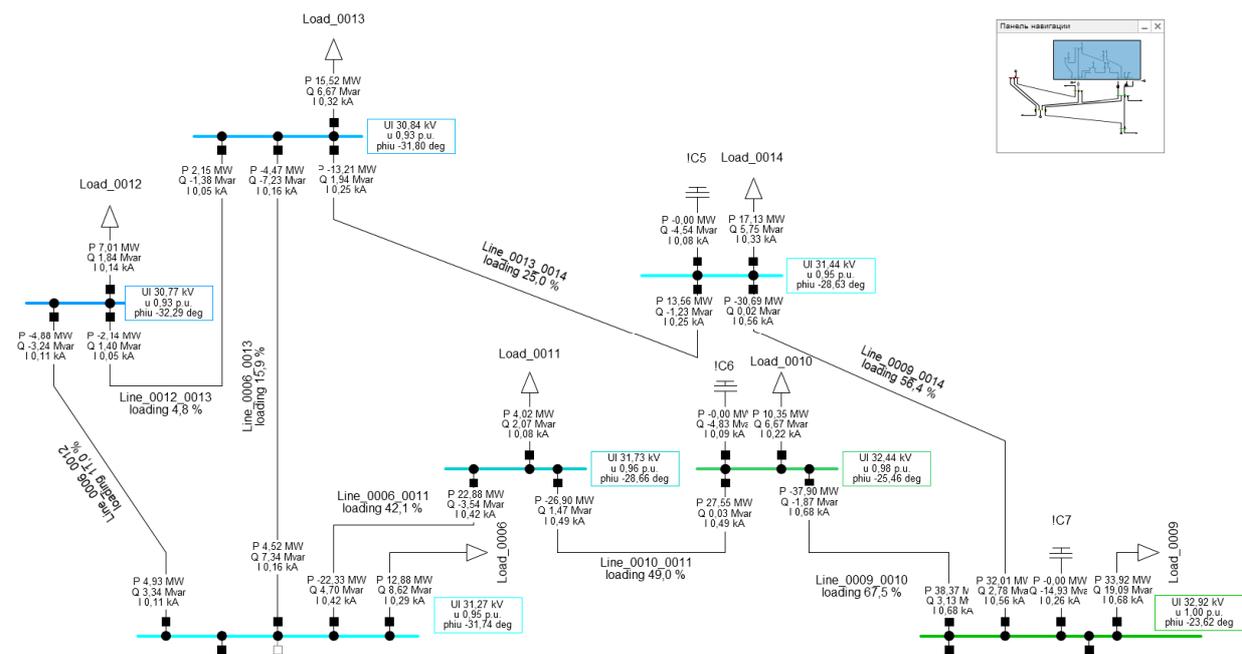


Рис. 3. Режим сети при отключении трансформатора 5–6 132/33 кВ после установки БСК

## Заключение

В статье предложена, разобрана и апробирована методика применения метаэвристического метода ДЭ для оптимального размещения СКРМ в распределительных сетях по критерию максимального чистого дисконтированного дохода с учетом экономического эффекта от изменения потерь мощности в сети и ограничений на допустимые диапазоны напряжений в узлах для нормальной и ремонтной схем. Результаты применения данного подхода в тестовой сети IEEE14 подтверждают его эффективность: в ходе расчетного эксперимента предложен вариант

развития сети с минимальным сроком окупаемости и выполнением предъявленных к режимам требований. При этом интеграция с ПК DiGSILENT PowerFactory позволила принять во внимание существующие возможности регулирования параметров режима на стадии его расчета без дополнительных трудозатрат по его оптимизации.

Работа выполнялась при поддержке «РТСофт» – ведущей инженеринговой компании на рынке промышленной автоматизации и эксклюзивного дистрибьютера ПК PowerFactory в России.

## Литература

1. Method for rating power cables buried in surface troughs / P.L. Lewin, J.E. Themed, A.E. Davies, S.T. Larsen // IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution. – 1999. – Vol. 146, no. 4. – P. 341–359.
2. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: МЭИ, 2010. – 188 с.
3. Гуревич, Ю.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
4. Беляевский, Р.В. Формирование целевой функции и системы ограничений при оптимизации размещения компенсирующих устройств в электрических сетях территориальных сетевых организаций / Р.В. Беляевский // Вестник Кузбасского государственного университета. – 2017. – Т. 5. – С. 150–155. DOI: 10.26730/1999-4125-2017-5-150-155
5. Etemadi, A.H. Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement / A.H. Etemadi, M. Fotuhi-Firuzabad // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2008. – Vol. 2, no. 5. – P. 621–631. DOI: 10.1049/iet-gtd:20070515
6. Третьяков, Е.А. Оптимизация структуры компенсирующих устройств / Е.А. Третьяков, Н.Н. Малышева, А.В. Краузе // Известия Транссиба. – 1999. – Т. 4. – С. 85–94.
7. Ефременко, В.М. Расчет оптимального размещения компенсирующих устройств методом множителей Лагранжа / В.М. Ефременко, Р.В. Беляевский // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2012. – Т. 6. – С. 138–141.

8. Саенко, Ю.Л. Применение нейронных сетей при оптимизации режима реактивной мощности в разветвлённых электрических сетях / Ю.Л. Саенко, В.В. Любарцев // *Электрификация транспорта*. – 2016. – Т. 12. – С. 53–58.
9. Влацкая, Л.А. Применение генетических алгоритмов в задачах оптимизации размещения компенсирующих устройств / Л.А. Влацкая, Н.Г. Семенова // *Электротехнические системы и комплексы*. – 2019. – Т. 4. – С. 21–28.
10. Swarnkar, A. Optimal placement of fixed and switched shunt capacitors for large-scale distribution systems using genetic algorithms / A. Swarnkar, N. Gupta, K.R. Niazi // *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*. – 2010. – P. 621–631. DOI: 10.1109/iscgurope.2010.5638938
11. Dutta, S. Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem / S. Dutta, P.K. Roy, D. Nandi // *Ain Shams Engineering Journal*. – 2016. – Vol. 7, no. 1. – P. 233–247. DOI: 10.1016/j.asej.2015.04.013
12. Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement / A.A. Abou El-Ela, R.A. El-Sehiemy, A.-M. Kinawy, M.T. Mouwafi // *IET Generation, Transmission and Distribution*. – 2016. – Vol. 10, no. 5. – P. 1209–1221. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0799
13. Fard, A.K. Optimal stochastic capacitor placement problem from the reliability and cost views using firefly algorithm / A.K. Fard, T. Niknam // *IET Science, Measurement and Technology*. – 2014. – Vol. 8, no. 5. – P. 260–269. DOI: 10.1049/iet-smt.2013.0231
14. Singh, S.P. Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization / S.P. Singh, A.R. Rao // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 2012. – Vol. 43, no. 1. – P. 1267–1275. DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.06.059
15. POWERFACTORY APPLICATIONS // DIGSILENT | POWER SYSTEM SOLUTIONS. – <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (дата обращения: 30.03.2021).
16. Metropolis, N. Equation of State Calculations by Fast Computer Machines / N. Metropolis, A.W. Rosenbluth // *Chemical Physics*. – 1953. – P. 1087–1092.
17. Storn, R. Differential Evolution – A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces / R. Storn, K. Price // *Journal of Global Optimization*. – 1997. – Vol. 11. – P. 341–359. DOI: 10.1023/a:1008202821328
18. Монахов, О.Г. Алгоритм дифференциальной эволюции в задачах оптимизации маршрутов прокладки инженерных сетей / О.Г. Монахов, Э.А. Монахова, Г.Ы. Токтошов // *Машиностроение и компьютерные технологии*. – 2015. – Т. 9. – С. 135–144.
19. Ещин, Е.К. Дифференциальная эволюция в управлении состоянием асинхронных электродвигателей / Е.К. Ещин // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2013. – Т. 3. – С. 98–101.
20. Губин, П.Ю. Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования / П.Ю. Губин, В.П. Обоскалов // *РАН. Энергетика*. – 2021. – Т. 2. – С. 1–14.
21. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян, И.М. Шапиро. – 4-е изд., перераб., и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
22. Dickert, J. Energy loss estimation in distribution networks for planning purposes / J. Dickert, M. Hable, P. Schegner // *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. – 2009. – P. 1–6. DOI: 10.1109/ptc.2009.5281997
23. Ананичева, С.С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин. – 6-е изд., испр. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 80 с.
24. Тестовые схемы / Отдел энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН. – [http://energy.komisc.ru/dev/test\\_cases](http://energy.komisc.ru/dev/test_cases) (дата обращения: 13.04.2021).
25. Батарей статических конденсаторов (БСК) 6–220 кВ // СлавЭнерго. Электротехнический завод. – [http://slavenengo.ru/batarei\\_bsk](http://slavenengo.ru/batarei_bsk) (дата обращения: 14.04.2021).
26. Конденсаторные установки // Энергозапад. Производственно-торговое электротехническое предприятие. – <http://energozapad.ru/ukrl56> (дата обращения: 14.04.2021).

**Губин Павел Юрьевич**, аспирант, кафедра «Автоматизированные электрические системы», Уральский энергетический институт, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; p-tul@yandex.ru.

**Малахов Антон Александрович**, специалист, департамент «Моделирование режимов ЭЭС», филиал «Дон-РТСофт», г. Новочеркасск; malakhov\_aa@rtsoft.ru.

**Рындина Ксения Владимировна**, аспирант, кафедра «Автоматизированные электрические системы», Уральский энергетический институт, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; ryndina\_kv@rtsoft.ru.

Поступила в редакцию 21 апреля 2021 г.

## METAHEURISTIC DIFFERENTIAL EVOLUTION FOR OPTIMAL PLACEMENT OF REACTIVE POWER COMPENSATION DEVICES

P.Yu. Gubin<sup>1</sup>, p-tul@yandex.ru,  
A.A. Malakhov<sup>2</sup>, malakhov\_aa@rtsoft.ru,  
K.V. Ryndina<sup>1</sup>, ryndina\_kv@rtsoft.ru

<sup>1</sup> Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin,  
Ekaterinburg, Russian Federation,

<sup>2</sup> Don-RTSoft, Novochoerkassk, Russian Federation

Reactive power compensation in high voltage power grids is and should be used for energy efficiency and reliability purposes. Several grid indicators must be maintained, from required voltage levels and permissible current loads to the rated power factors and electricity loss reduction. Optimizing the capacity and placement of compensation devices is a multivariable task that requires deep complex grid modeling and special mathematical optimizations given that the return on investment is of importance. This paper presents a method based on metaheuristic differential evolution for optimal placement of compensation devices based on maximizing the net present value criterion with adjustment for the allowed period-specific electricity loss and required substation bus voltage. DIGSILENT PowerFactory 2020 is the software used for simulation and calculations. PowerFactory is the leading integrated power system analysis software, which covers the full range of functionality from standard features to highly sophisticated and advanced applications, which provides unrivalled calculation accuracy. The proposed approach helps find the best placement and configuration for reactive power compensation devices from the a user-predefined model range; it also makes adjustments for the limitations of the grid and for the per-unit costs valid over any planning period, which is demonstrated on a 14-node IEEE simulation model.

*Keywords:* power system, reactive power compensation, differential evolution, net present value, electric power losses, DIGSILENT PowerFactory.

**This work was supported by RTSoft – the leading corporation in the field of industrial automation and the exclusive PowerFactory software distributor.**

### References

1. Lewin P.L., Themed J.E., Davies A.E., Larsen S.T. Method for rating power cables buried in surface troughs. *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 1999, vol. 146, no. 4, pp. 341–359.
2. Nepomniachtchi V.A. *Ekonomicheskie poteri ot narusheniy elektrosnabzheniya potrebiteley* [Economic losses from power supply disruptions to consumers]. Moscow, Moscow Power Engineering Institute Publ., 2010. 188 p.
3. Gurevich Yu.E., Libova L.E. *Primenenie matematicheskikh modeley elektricheskoy nagruzki v raschetakh ustoychivosti energosistem i nadezhnosti elektrosnabzheniya promyshlennykh potrebiteley* [Application of mathematical models of electrical load in calculating the stability of power systems and the reliability of power supply to industrial consumers]. Moscow, ELEKS-KM Publ., 2008. 248 p.
4. Belyaevsky R.V. [Formation of the target function and system of restrictions when optimizing the placement of compensating devices in the electrical networks of territorial grid organizations]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Kuzbass State Technical University], 2017, vol. 5, pp. 150–155 (in Russ.) DOI: 10.26730/1999-4125-2017-5-150-155
5. Etemadi A.H., Fotuhi-Firuzabad M. Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2008, vol. 2, no. 5, pp. 621–631. DOI: 10.1049/iet-gtd:20070515
6. Tretyakov E.A., Malysheva N.N., Krause A.V. [Optimization of the structure of compensating devices]. *Izvestiya Transsiba* [Proceedings of the Trans-Siberian Railway], 1999, vol. 4, pp. 15–20. (in Russ.)
7. Efremenko V.M., Belyaevsky R.V. [Calculation of the optimal placement of compensating devices by the method of Lagrange multipliers]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Kuzbass State Technical University], 2012, vol. 6, pp. 138–141. (in Russ.)
8. Saenko Yu.L., Lyubartsev V.V. [The use of neural networks in the optimization of the reactive power mode in branched electrical networks]. *Elektrifikatsiya transporta* [Transport electrification], 2016, vol. 12, pp. 53–58. (in Russ.)

9. Vlaskaya L.A., Semenova N.G. [Application of genetic algorithms in problems of placement of compensating devices], 2019, vol. 4, pp. 21–28. (in Russ.)
10. Swarnkar A., Gupta N., Niazi K.R. Optimal placement of fixed shunt capacitors for large-scale distribution systems using genetic algorithms. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2010, pp. 621–631. DOI: 10.1109/isgteurope.2010.5638938
11. Dutta S., Roy P.K., Nandi D. Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem. *Ain Shams Engineering Journal*, 2016, vol. 7, no. 1, pp. 233–247. DOI: 10.1016/j.asej.2015.04.013
12. Abou El-Ela A.A., El-Sehiemy R.A., Kinawy A.-M., Mouwafi M.T. Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2016, vol. 10, no. 5, pp. 1209–1221. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0799
13. Fard A.K., Niknam T. Optimal stochastic capacitor placement problem from the reliability and cost views using firefly algorithm. *IET Science, Measurement and Technology*, 2014, vol. 8, no. 5, pp. 260–269. DOI: 10.1049/iet-smt.2013.0231
14. Singh S.P., Rao A.R. Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2012, vol. 43, no. 1, pp. 1267–1275. DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.06.059
15. POWERFACTORY APPLICATIONS // DIGSILENT | POWER SYSTEM SOLUTIONS. Available at: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (accessed 30.03.2021).
16. Metropolis N., Rosenbluth A.W. Equation of State Calculations by Computer. *Chemical Physics*, 1953, vol. 21, pp. 1087–1092.
17. Storn R., Price K. Differential Evolution – A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces. *Journal of Global Optimization*, 1997, vol. 11, pp. 341–359. DOI: 10.1023/a:1008202821328
18. Monakhov O.G., Monakhova E.A., Toktoshov G.Y. [Algorithm of differential evolution in the problems of optimization of routes for laying engineering networks]. *Mashinostroenie i komp'yuternye tekhnologii* [Mechanical Engineering and Computer Technologies], 2015, vol. 9, pp. 135–144. (in Russ.)
19. Eshchin E.K. [Differential evolution in control of state of asynchronous motors]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Kuzbass State Technical University], 2013, vol. 3, pp. 98–101. (in Russ.)
20. Gubin P.Yu., Oboskalov V.P. [Application of the differential evolution method in the problem of planning repairs of generating equipment]. *Izvestiya RAN. Energetika* [Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Energy], 2021, vol. 2, pp. 1–14. (in Russ.)
21. Faibisovich D.L., Karapetyan I.G., Shapiro I.M. *Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskoy setey* [Handbook for the design of electrical networks]. 4th ed., revised, and add. Moscow, ENAS Publ., 2012. 376 p.
22. Dickert J., Hable M., Schegner P. Energy loss estimation in distribution networks for planning purposes. *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 2009, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ptc.2009.5281997
23. Ananicheva S.S., Myzin A.L. *Skhemy zameshheniya i ustanovivshiesya rezhimy elektricheskoy setey* [Replacement circuits and steady-state modes of electrical networks]. 6th ed., rev. Ekaterinburg, UrFU Publ., 2012. 80 p.
24. *Test schemes. Energy Department of the Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North of the Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences*. Available at: [http://energy.komisc.ru/dev/test\\_cases](http://energy.komisc.ru/dev/test_cases) (accessed 13.04.2021).
25. *Batteries of static capacitors (BSC) 6–220 kV. SlavEnergo. Electrotechnical plant*. Available at: [https://slavenergo.ru/batarei\\_bsk](https://slavenergo.ru/batarei_bsk) (accessed 14.04.2021).
26. *Condensing units. Energozapad. Industrial and commercial electrotechnical enterprise*. Available at: <http://energozapad.ru/ukr156> (accessed 14.04.2021).

Received 21 April 2021

#### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Губин, П.Ю. Оптимальное размещение средств компенсации реактивной мощности с помощью метода дифференциальной эволюции / П.Ю. Губин, А.А. Малахов, К.В. Рындина // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 62–71. DOI: 10.14529/power210207

#### FOR CITATION

Gubin P.Yu., Malakhov A.A., Ryndina K.V. Meta-heuristic Differential Evolution for Optimal Placement of Reactive Power Compensation Devices. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2021, vol. 21, no. 2, pp. 62–71. (in Russ.) DOI: 10.14529/power210207