УДК 621.315+621.313.12

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ В ЗАДАЧЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

© 2021 г. П. Ю. Губин[1, *], В. П. Обоскалов[1, 2]

[1]ФГАОУ ВО УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина Уральский энергетический институт, Екатеринбург, Россия

[2]ФГБУН Научно-инженерный центр "Надежность и ресурс больших систем и машин" Уральского отделения Российской академии наук, Екатеринбург, Россия

**e-mail: p-tul@yandex.ru*

Поступила в редакцию 01.11.2020 г.
После доработки 15.02.2021 г.
Принята к публикации 24.02.2021 г.

Задача планирования ремонтов основного оборудования энергосистем в целом и генерирующих агрегатов в частности сегодня не теряет актуальности и требует своего развития. Важным становится анализ эффективности существующих, а также новых методов и алгоритмов для оценки перспективности их использования в расширенной постановке задачи с учетом новых ограничений и требований. В рамках указанной проблемы рассмотрены возможность использования, реализация и апробация эвристического метода дифференциальной эволюции в приложении к энергосистеме с сильными связями; его сопоставление с группой методов направленного поиска. Показана целесообразность применения данного метода для практических расчетов энергосистем большой размерности, а также перспективы его использования для учета сложных функциональных ограничений.

Ключевые слова: электроэнергетическая система (ЭЭС), планирование ремонтов генераторов, метод дифференциальной эволюции, метод покоординатной оптимизации

DOI: 10.31857/S0002331021020096

ВВЕДЕНИЕ

В энергосистемах мира по-прежнему преобладает подход к планированию ремонтов основного генерирующего и сетевого оборудования, при котором сроки вывода агрегатов в ремонт определяются, в основном, методом экспертных оценок согласно опыту работы инженерного персонала энергосистем, что указывает на то, что задача планирования ремонтов оборудования энергосистем и, в частности, генерирующих агрегатов, будучи сформулированной более века назад, во-первых, не потеряла своей актуальности и сегодня и, во-вторых, требует своего развития для автоматизированного учета заявок на ремонт оборудования [1–4]. Связано это не только с неполным учетом режимных ограничений в условиях большой неопределенности данных, но и с ограниченной возможностью существующих методов планирования ремонтов, особенно в вероятностной постановке задачи. Появление новых подходов к управлению энергосистемами [5] и развитие новых технологий [6] требует модификации и совершенствования существующих механизмов планирования ремонтов.

В качестве критериев, характеризующих оптимальный план ремонтов, как правило, фигурируют: минимум затрат на производство электроэнергии за плановый пе-

риод [5–11], интегрально-оптимальный резерв мощности [7, 8], минимум длительности простоя оборудования [12] и др. Учет режимных ограничений осуществляется в упрощенном виде, в частности, в виде ограничений на перетоки активной мощности по связям [13].

Говоря о критериях и существующих методах планирования ремонтов, нельзя оставить без внимания подход, в соответствии с которым осуществляется планирование ремонтов основного оборудования энергосистем структурой АО “СО ЕЭС”. Во главу угла при формировании ремонтных графиков сегодня ставится не оптимизация по некоторому экономическому критерию (например, минимум затрат топлива на станциях) или с точки зрения надежности (максимум индекса надежности, минимум математического ожидания недоотпуска электроэнергии и пр.), на что фактически указывают авторы [3, 4], описывающие перспективную автоматизированную систему экспертной оценки графиков вывода оборудования в ремонт. Графики вывода в ремонт элементов ЭЭС формируются по критерию совместимости ремонтов: отсутствие недопустимых комбинаций одновременно ремонтируемых элементов, недопустимость чрезмерного “ослабления” контролируемых сечений, необходимость совмещения ремонтов линий электропередачи, обеспечивающих выдачу мощности электростанций, с ремонтами энергоблоков этих станций и др. Отсюда процедура планирования ремонтов сводится не к оптимизации графика ремонтов по заданному критерию, а к поиску наиболее приемлемого сочетания ремонтных интервалов. При этом допустимость одновременности ремонтов определяется технологом в виде адаптируемого набора ограничений. Критерий минимизации переключений при выводе оборудования в ремонт [4], по существу, дополняет набор ограничений.

Данный подход в большей степени приемлем при планировании ремонтов сетевого оборудования, в то время как ремонт генерирующего оборудования электростанций характеризуется существенным влиянием плана ремонтов на функционирование ЭЭС в целом, и здесь на первый план выдвигается задача обеспечении требуемого уровня надежности функционирования ЭЭС [15]. Отсюда задачи планирования ремонтов основного генерирующего и сетевого оборудования целесообразно рассматривать как иерархически разделенные, требующие своего математического аппарата. На первом этапе выполняется планирование основного генерирующего, а на втором – сетевого оборудования.

В предлагаемой работе рассматривается первая задача, где в качестве критерия оптимизации принимается минимум ожидаемого недоотпуска электроэнергии при вероятностном характере нагрузки и состояний энергоблоков – акцент делается на задаче обеспечения надежности электроснабжения потребителей в период плановых ремонтов.

Упомянутый критерий не устраняет проблему многоэкстремальности целевой функции (ЦФ) в многомерном дискретном пространстве состояний агрегатов. Дискретный характер переменных (моменты вывода агрегатов в состояние ремонтного обслуживания), как правило, предопределяет многоэкстремальность и выбор математического метода оптимизации. При этом простой перебор планов ремонта практически невозможен. В частности, число возможных комбинаций моментов вывода в ремонт, например, 20 энергоблоков на годовом периоде с дискретностью в 1 нед., ориентировочно составляет 1.1×10^{32}. В действительности число планируемых для ремонтного обслуживания агрегатов значительно больше. Таким образом, с учетом необходимых для оценки каждого из вариантов вычислительных затрат, которые могут только возрастать по мере усложнения постановки задачи планирования, полный перебор состояний ЭЭС оказывается неприемлемым.

Здесь важно отметить, что несмотря на большое число экстремумов, соответствующие им значения ЦФ варьируются в сравнительно узких пределах, что позволяет отка-

заться от поиска глобального оптимума и ограничиться поиском квазиоптимального плана ремонтов. Поиск лучшего решения в пространстве квазиоптимальных состояний связан с многократными расчетами при варьировании начальных планов, изменении последовательностей варьирования переменных, путем учета дополнительных значимых факторов и использованием отличающихся своей сущностью математических процедур оптимального планирования.

Представленная специфика задачи предопределяет спектр методов, используемых для ее решения. Основные методы, применяемые для решения задачи планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС, описаны в [14]. Достаточно эффективным показал себя алгоритм, где оптимальный план ремонтов формируется при решении более общей задачи оптимизации резервов мощности в ЭЭС [15, 16]. В Уральском политехническом институте (ныне – УрФУ) разработан метод направленного поиска (МНП) [17], являющийся разновидностью методов покоординатной оптимизации [8–10, 18] и развитием метода покоординатного спуска. Метод показал высокую эффективность в задаче планирования ремонтов на дискретном множестве моментов вывода агрегатов в ремонт. Следует заметить, что в класс методов покоординатной оптимизации входят не только метод покоординатного спуска, но и ряд других методов с выбором координаты варьирования переменной (методы релаксации, Розенброка, Пауэлла и др.).

Как альтернатива существующим методам оптимизации выступают малочувствительные к дискретности переменных эвристические алгоритмы, среди которых можно отметить: генетические алгоритмы [19], муравьиные алгоритмы [20], метод роя частиц [21, 22], методы симуляции отжига [13, 23–25] и пр. При этом обеспечивающий более высокую (среди методов покоординатной оптимизации) точность метод направленного поиска может рассматриваться в качестве базового при оценке эффективности предлагаемых новых методов и алгоритмов.

Эвристические алгоритмы характеризуются тем, что на текущем шаге оптимизации просматривается большое число возможных направлений движения к оптимуму, что приводит к большим временным затратам. При оценке оптимальности плана ремонтов необходим учет сложных функциональных ограничений, таких как: допустимость токовой загрузки линий, уровней напряжений в узлах, перетоков мощности по сечениям и др. Все это на этапе анализа каждого дискретного состояния ЭЭС требует решения систем нелинейных уравнений, многократно увеличивающих объем вычислений. В результате фактор быстродействия является значимым при выборе математического метода оптимизации. Даже относительно небольшой прирост быстродействия позволяет увеличить число рассматриваемых за допустимое расчетное время планов ремонтов, а следовательно и улучшить качество решения. В данной работе длительность расчетов рассматривается как один из критериев эффективности. В частности, с этой позиции проанализирована эффективность предлагаемой реализации метода дифференциальной эволюции (МДЭ). Первоначально предложенный Метрополисом (N. Metropolis) [26] и в последствии развитый Сторном (R. Storn) [27] МДЭ является разновидностью генетических алгоритмов. Его отличительная особенность заключается в использовании векторных операций сложения и вычитания в рамках процедуры скрещивания элементов, что успешно соотносится с задачей планирования ремонтов основного энергетического оборудования ЭЭС.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Задача. Определить план ремонтов основного оборудования ЭЭС, удовлетворяющий заданному критерию оптимизации.

Критерий. Минимум математического ожидания (МО) недоотпуска электроэнергии за расчетный период T (год) при вероятностном характере нагрузки.

Математический метод. За основу принят эвристический метод дифференциальной эволюции [27]. В качестве базового для оценки эффективности принят метод направленного поиска [18].

Варьируемые переменные: – моменты вывода в ремонт генерирующих агрегатов, $\overline{x} = \{x_1, x_2, \ldots, x_n,\ x_i \in \mathbb{N}\}$.

Горизонт планирования. Период времени T, в рамках которого должны быть выполнены все ремонтные работы, принимается равным одному году. Интервал дискретности принимается равным одной неделе (T=52).

Ограничение: – выполнение в расчетный период всех плановых ремонтов длительностью $\{\tau_i,\ i = 1, \ldots, n\}$, $(x_i \le 52 - \tau_i)$.

Допущения: ЭЭС рассматривается как система с сильными связями (не учитываются ограничения по пропускной способности связей). На элементарном отрезке времени (неделя) параметры нагрузки и генерации считаются неизменными. Нагрузка описывается нормальным распределением с понедельно заданными математическими ожиданиями (МО) и дисперсиями. Текущие ремонты оборудования выполняются во время недельного спада нагрузки и в данной задаче учитываются опосредованно, через параметры генерации на недельном интервале. Не учитываются как режимные, так и эксплуатационные ограничения: на интервал вывода генераторов в ремонт; на одновременный ремонт нескольких видов энергоблоков; на число ремонтных бригад и др. Необходимо отметить, что неучет эксплуатационных ограничений недопустим при реальном планировании ремонтов оборудования. Однако целью настоящей работы является анализ приемлемости МДЭ на этапе оптимизации плана ремонтов и здесь дополнительное множество ограничений лишь усиливает вычислительную нагрузку без влияния на сопоставительную сущность метода. Отсюда сделанные допущения можно считать приемлемыми.

Целевая функция: согласно критерию оптимизации в качестве ЦФ рассматривается минимум суммарного за расчетный период МО недоотпуска электроэнергии. Поскольку, как было указано выше, в исследовательской постановке система рассматривается как концентрированная, возникновение недоотпуска электроэнергии обуславливается исключительно превышением нагрузкой величины располагаемой генерации. Отсюда ЦФ представляется в виде:

$$\varphi = \sum_{w=1}^{52} \sum_{t=1}^{168} M\left(D_{t,w}\right) \to \min, \tag{1}$$

где МО дефицита мощности, $M\left(\sigma_{t,w}\right)$ согласно [28]:

$$M\left(D_{t,w}\right) = \left(m_{L,t,w} - G_w\right)\left(1 - F_L\left(G_w, m_{L,t,w}, \sigma_{L,t,w}\right)\right) + \left(\sigma_{L,t,w}\right)^2 f_L\left(G_w, m_{L,t,w}, \sigma_{L,t,w}\right); \tag{2}$$

$m_{L,t,w}$, $\sigma_{L,t,w}$, G_w – соответственно: МО и среднеквадратичное отклонение (СКО) мощности нагрузки, и располагаемая мощность генерации в час t недели w; $F_L\left(x, m, \sigma\right)$ и $f_L\left(x, m, \sigma\right)$ – соответственно функция распределения и плотность вероятности мощности нагрузки.

В выражении (2) фигурируют $m_{L,t,w}$ и $\sigma_{L,t,w}$. Оценка данных величин затруднительна, хотя и возможна при прогнозировании нагрузки на предстоящий (годовой) период. При этом неопределенность их прогноза достаточно велика. Значительно меньшую относительную погрешность имеют интегральные величины, например, среднее за неделю электропотребление или максимальная на недельном периоде мощность нагрузки, $L_{\max,w}$. Именно поэтому в задаче планирования ремонтов в качестве базовой

рассматривается мощность $L_{\max,w}$, а не текущая $L_{t,w}$. Дополнительно следует заметить, что при неизменности состава генерации большей мощности нагрузки соответствует большее МО дефицита мощности. Отсюда МО недельного недоотпуска электроэнергии может быть рассчитано следующим образом:

$$\varphi_w = \sum_{t=1}^{168} M\left(D_{t,w}\right) = \tau_w M\left(D_{\max,w}\right), \tag{3}$$

где τ_w – число часов недельного максимума дефицита мощности; $D_{\max,w}$ – дефицит мощности, соответствующий максимальной недельной нагрузке $L_{\max,w}$.

В общем случае τ_w меняется от недели к неделе, и, исходя из этого, ЦФ планирования может быть переписана в виде:

$$\varphi = \sum_{w=1}^{52} \tau_w M\left(D_{\max,w}\right) \to \min. \tag{4}$$

В то же время здесь следует учесть два обстоятельства. Во-первых, неопределенности нагрузки и генерации в задаче планирования ремонтов достаточно велики. Во-вторых, ремонтные мероприятия преимущественно выпадают на период с середины весны до середины осени, т.е. на сравнительно теплое время года, и разница между недельными графиками потребления в данный период оказывается несущественной. Это позволяет сделать допущение о неизменности конфигурации суточного и недельного графиков нагрузки, и принять $\tau_w = \tau = \text{const}$. Решение задачи (оптимальный план ремонтов) не изменится при масштабировании ЦФ. Это позволяет исключить τ из ЦФ:

$$\varphi = \sum_{w=1}^{52} M\left(D_w^{\max}\right) \to \min. \tag{5}$$

При этом:

$$M\left(D_w\right) = \left(m_{L\max,w} - G_w\right)\left(1 - F_L\left(G_w, m_{L\max,w}, \sigma_{L,w}\right)\right) + \sigma_{L,w}^2 f_L\left(G_w, m_{L\max,w}, \sigma_{L,w}\right). \tag{6}$$

В следующих разделах описываются применяемые в исследовании методы планирования ремонтов.

АЛГОРИТМ НАПРАВЛЕННОГО ПОИСКА В ЗАДАЧЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Алгоритм метода направленного поиска может быть представлен в виде следующей последовательности шагов [9, 10, 17, 18]:

1. сортировка списка подлежащих ремонту энергоблоков по убыванию критерия (6):

$$A_i = P_i \tau_i p_{fi}, \tag{7}$$

где τ_i – плановая продолжительность ремонта i-го блока, нед.; p_{fi} – вероятность отказа i-го блока, о.е.; P_i – установленная мощность i-го блока, МВт;

2. назначается исходное состояние системы (ремонты энергоблоков отсутствуют);

3. для первых двух генераторов списка из всех возможных сочетаний моментов их вывода в ремонт, при условии, что все остальные генераторы находятся в работе, выбирается тот план (оптимальная комбинация моментов x_1^*, x_2^*), которому соответствует наименьшее значение целевой функции (4);

4. исходя из найденного оптимального сочетания моментов, фиксируется момент вывода в ремонт первого (из двух рассмотренных) генератора, $x_1 = x_1^*$;

5. аналогичным образом, попарно (второй и третий, третий и четвертый и т.д.), при условии фиксированного плана предыдущих агрегатов рассматриваются все последующие сочетания генераторов списка;

6. последовательность 3–5 повторяется до сходимости итерационного процесса (состояние системы не меняется).

Представленная последовательность соответствует алгоритму МНП 2-го порядка, где порядок определяется числом генераторов, для которых рассматриваются все возможные комбинации моментов вывода агрегатов в ремонт. Заметим, что МНП первого порядка представляет реализацию простого покоординатного спуска.

Как показывают тестовые расчеты, предварительная сортировка, а также комбинированный перебор списка позволяют находить решения лучшие по сравнению с простым методом покоординатного спуска, что без сомнения является преимуществом рассматриваемого алгоритма. В [18] предложена и апробирована модификация МНП, заключающаяся в расширении области перебора возможных сочетаний моментов вывода в ремонт с 2-х генераторов на каждом шаге до m, иными словами – дано развитие МНП 2-го порядка до МНП m-го порядка. Нами выполнена реализация МНП на случай более высоких порядков. За счет увеличения объема вычислений удается повысить вероятность достижения лучшего решения поставленной задачи.

АЛГОРИТМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ В ЗАДАЧЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Являясь разновидностью генетического алгоритма, метод дифференциальной эволюции предлагает механизм реализации поиска решения в векторном пространстве, что позволяет исключить привычные для генетических алгоритмов методы кроссинговера на основе двоичных преобразований элементов популяции.

Принимая во внимание, что в качестве варьируемых переменных рассматривается вектор моментов вывода энергоблоков в ремонт, $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \ldots, x_n\}$, алгоритм поиска решения с применением эволюционного метода выглядит следующим образом:

1. Для получения начального приближения $\mathbf{x}_0$ выполняется планирование ремонтов методом направленного поиска, например, первого или 2-го порядков.

Создается популяция – матрица P_0, составленная из векторов-столбцов $\mathbf{x}_0$ (на первом шаге все столбцы матрицы P_0 одинаковы):

$$P_0 = \begin{bmatrix} x_{1,1} & \cdots & x_{1,s} \\ \cdots & x_{i,j} & \cdots \\ x_{n,1} & \cdots & x_{n,s} \end{bmatrix}, \tag{8}$$

где n – число генераторов подлежащих ремонту; s – величина популяции – число входящих в нее векторов; $x_{i,j}$ – момент вывода в ремонт i-го генератора согласно j-му варианту плана ремонтов.

2. На базе матрицы P_0 формируется начальная популяция P_1 согласно следующему преобразованию:

$$P_1 = \begin{bmatrix} x_{1,1} + \Delta x_{1,1} & \cdots & x_{1,s} + \Delta x_{1,s} \\ \cdots & x_{i,j} + \Delta x_{i,j} & \cdots \\ x_{n,1} + \Delta x_{n,1} & \cdots & x_{n,0} + \Delta x_{n,s} \end{bmatrix}, \tag{9}$$

где $\Delta x_{i,j}$ – псевдослучайное отклонение момента вывода в ремонт генератора i вектора популяции j, сгенерированное согласно нормальному вероятностному распределению (6) с нулевым МО:

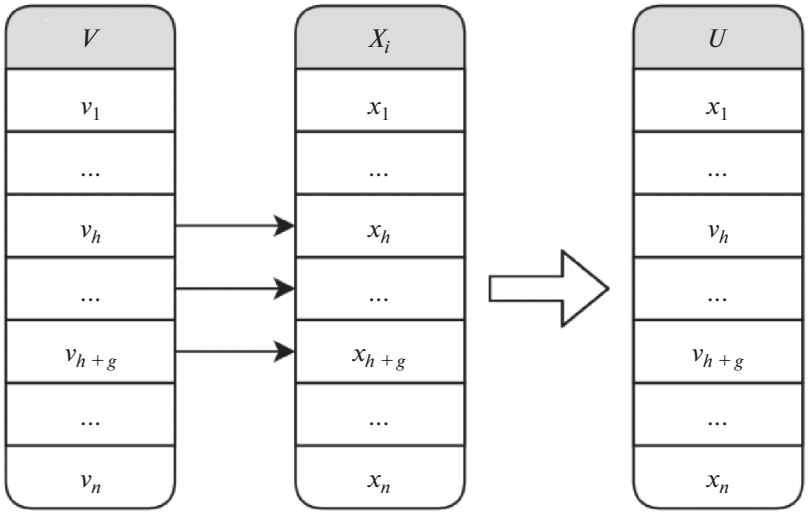

Рис. 1. Схема заполнения элемента-потомка.

$$f\left(\Delta x_{i,j}\right) = \frac{1}{\sigma_i\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{\Delta x_{i,j}}{\sqrt{2}\sigma_i}\right)^2}, \tag{10}$$

где $\sigma_i = \frac{1}{6}\tau_i$ – среднеквадратичное отклонение момента вывода в ремонт i-го генератора. Поскольку после задания отклонений $\{\Delta x_{i,j}\}$ моменты $\{x_{i,j} + \Delta x_{i,j}\}$ вывода в ремонт могут оказаться ненатуральными числами $\{x_{i,j} \notin \mathbb{N}\}$, значения в матрице популяции P_1 округляются до ближайших целых значений. Величина σ_i выбрана таким образом, чтобы случайное отклонение не превышало половины ремонтного периода.

3. На каждой итерации поиска решения k для популяции P_k выполняется следующая последовательность действий:

3.1. Для каждого вектора-столбца $\mathbf{x_j}$ матрицы-популяции P_k выбираются два случайных вектора-столбца элемента популяции $\mathbf{x_a}$ и $\mathbf{x_b}$, $a \neq b \neq j$. Для этой триады вычисляется вектор $\mathbf{v}$:

$$\mathbf{v} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \dots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{1,j} \\ \dots \\ x_{n,j} \end{bmatrix} + F\left[\begin{bmatrix} x_{1,a} \\ \dots \\ x_{n,a} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{1,b} \\ \dots \\ x_{n,b} \end{bmatrix}\right], \tag{11}$$

где F – коэффициент скрещивания, в качестве которого может рассматриваться как число, так и диагональная матрица. В последнем случае это позволит создать индивидуальную настройку векторов пространства $\mathbb{R}^n$.

3.2. На основании полученного вектора $\mathbf{v}$ и вектора-родителя $\mathbf{x_j}$ согласно схеме, представленной на рис. 1, формируется вектор-потомок $\mathbf{u}$. Случайным образом из диапазона от 1 до n выбираются значения h и $g \geq h$, первое из которых служит в качестве индекса начала, а второе – конца интервала замещения полей вектора $\mathbf{x_j}$.

Таблица 1. Параметры выводимых в ремонт генераторов

Установленная мощность генератора, МВт	Тестовая система TS1		Тестовая система TS2	
	генераторы, подлежащие капитальному ремонту (8 нед.)	генераторы, подлежащие промежуточному ремонту (4 нед.)	генераторы, подлежащие капитальному ремонту (8 нед.)	генераторы, подлежащие промежуточному ремонту (4 нед.)
12	2	1	4	1
20	1	1	1	3
50	1	2	2	4
76	1	1	1	3
80	1	1	1	2
95	1	1	1	2
155	1	1	1	3
350	0	1	0	1
400	1	0	2	0

3.3. Производится оценка индекса полезности для текущих векторов $\mathbf{x_j}$ и $\mathbf{u}$. Индексом полезности в рассматриваемой постановке задачи является определяемое по формуле (2) МО суммарного недоотпуска электроэнергии, соответствующее плану $\mathbf{v}$. Если вектор-потомок $\mathbf{u}$ лучше родителя (меньше соответствующая ЦФ), то он замещает последнего в матрице-популяции, иначе потомок отбрасывается, а родитель $\mathbf{x_j}$ остается без изменений.

3.4. После того, как процедура скрещивания выполнена для всех элементов $\mathbf{x_j}$, $j = 1,\ldots,s$ популяции P_k, определяются величины минимального для популяции индексов полезности особей, которые используются в ходе проверки выполнения критерия окончания расчетов, в качестве которого рассматривается неизменность минимального индекса полезности популяции на протяжении заданного числа k_{lim1} итераций. Дополнительным критерием окончания расчета является максимальное число итераций k_{lim2}.

4. После выполнения одного из критериев остановки расчета, результатом планирования ремонтов является элемент последнего поколения, которому соответствует лучший индекс полезности – наименьшее значение ЦФ.

Важным фактором, влияющим на эффективность использования метода дифференциальной эволюции, становится выбор коэффициента скрещивания F и размерности s матрицы-популяции.

ПРОГРАММА ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ТЕСТОВАЯ МОДЕЛЬ

Для апробирования предложенного метода планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС рассмотрены одинарная (TS1) и сдвоенная (TS2) тестовые схемы IEEE RTS с исходными данными по электрической сети и нагрузкам, представленными в [29].

Предполагается, что в ремонт в течение года должна быть выведена половина генерирующих агрегатов системы (капитальные и средние ремонты, табл. 1).

График максимальных недельных нагрузок и располагаемой мощности генерации отображен на рис. 2 и представлен в виде набора точек в табл. 2. Используемый про-

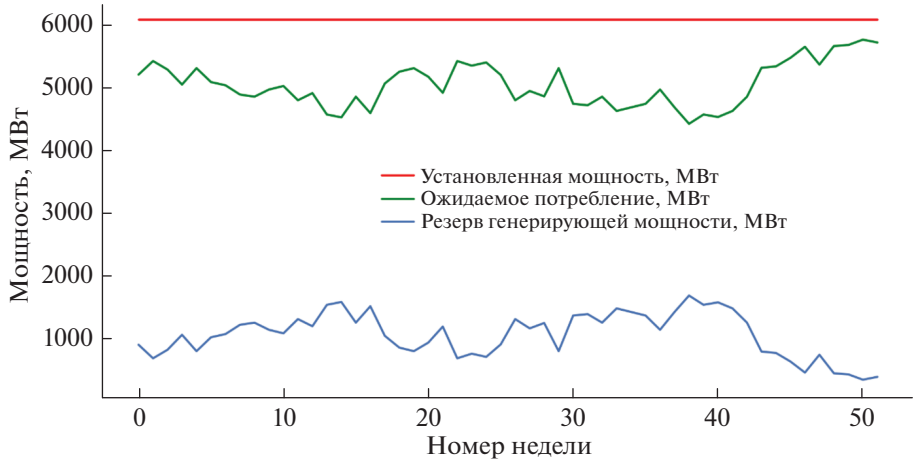

Рис. 2. График максимальных недельных нагрузок установленной мощности и величины оперативного резерва для системы TS2.

филь является модифицированной версией графика, предлагаемого в качестве тестового в упомянутой выше работе [29]. Обоснование для модификации следующее: в указанной работе предлагается траектория потребления, при которой потенциальная площадка ремонтов оказывается настолько велика, что результаты планирования ремонтов с точки зрения балансовой надежности фактически не зависят от выбранного метода. Для наглядности дальнейших расчетов площадка ремонтов была уменьшена за счет повышения пикового потребления в каждую из недель года, но сохранила свою конфигурацию.

Таблица 2. Величина пикового недельного потребления тестовых систем относительно их годового максимума нагрузки*

Номер недели	Нагрузка, о.е.	Номер недели	Нагрузка, о.е.	Номер недели	Нагрузка, о.е.	Номер недели	Нагрузка, о.е.
1	0.912	14	0.800	27	0.840	40	0.800
2	0.950	15	0.792	28	0.866	41	0.793
3	0.926	16	0.850	29	0.851	42	0.810
4	0.884	17	0.804	30	0.930	43	0.850
5	0.930	18	0.887	31	0.830	44	0.931
6	0.891	19	0.920	32	0.826	45	0.935
7	0.882	20	0.930	33	0.850	46	0.959
8	0.856	21	0.906	34	0.810	47	0.990
9	0.850	22	0.861	35	0.820	48	0.940
10	0.870	23	0.950	36	0.830	49	0.992
11	0.880	24	0.937	37	0.870	50	1.020
12	0.840	25	0.946	38	0.820	51	1.050
13	0.860	26	0.911	39	0.774	52	1.002

* Годовой максимум потребления для TS1 составляет 2850 МВт, для TS2 – 5700 МВт.

Таблица 3. Результаты планирования ремонтов для TS1 и TS2

	Тестовая система	Метод дифференциальной эволюции	Методы направленного поиска		
		$s = 50$ $F = 0.25$	1-го порядка	2-го порядка	3-го порядка
Результирующее значение $\varphi(\bar{x})$, МВт	TS1	37.763	41.667	37.070	37.384
Результирующее значение $\varphi(\bar{x})$, о.е.		1.018	1.124	1.000	1.008
Средняя длительность расчета, мин		5.243	0.014	0.254	4.536
Результирующее значение $\varphi(\bar{x})$, МВт	TS2	54.597	56.421	55.605	54.556
Результирующее значение $\varphi(\bar{x})$, о.е.		1.001	1.034	1.019	1.000
Средняя длительность расчета, мин		21.174	0.026	0.832	26.624

Следует обратить внимание на то, что, поскольку используемая тестовая модель является отображением зарубежной энергосистемы, график потребления отличен от траектории электропотребления традиционной для отечественной электроэнергетики: по форме близкой к синусоидальной с максимальным потреблением в начале и конце года (зимний максимум) и снижением в середине (летний минимум). Тем не менее, представленный на рис. 2 профиль с характерным летним пиком нагрузки и, как следствие, особенной формой площадки ремонтов не меняет сути решаемой задачи.

Для оценки эффективности применения метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования выполнены следующие расчетные эксперименты:

1. Определение оптимального плана ремонтов генерирующего оборудования методами направленного поиска (МНП) 1–3-го порядков и методом дифференциальной эволюции для тестовых систем TS1 и TS2.

2. Выполнение серии расчетов плана ремонтов методом дифференциальной эволюции с постоянным коэффициентом скрещивания $F = \text{const}$ для варьируемой величины популяции (число столбцов матрицы P_k, $s = 20–90$). На основе данного эксперимента получена оценка зависимости результатов планирования (целевая функция и конфигурация плана ремонтов) от величины популяций.

3. Выполнение серии расчетов плана ремонтов при постоянстве размерности популяции $s = \text{const}$ и варьировании коэффициента скрещивания F, равномерно распределенного на отрезке [0–1].

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

В таблице 3 представлены результаты планирования ремонтов для двух тестовых систем, анонсированных в предыдущем разделе, с применением МДЭ и МНП 1–3-го порядков. В частности, в таблицах представлены: результирующее значение ЦФ $\varphi(\bar{x})$ в именованных и относительных единицах (в качестве базовой величины берется наи-

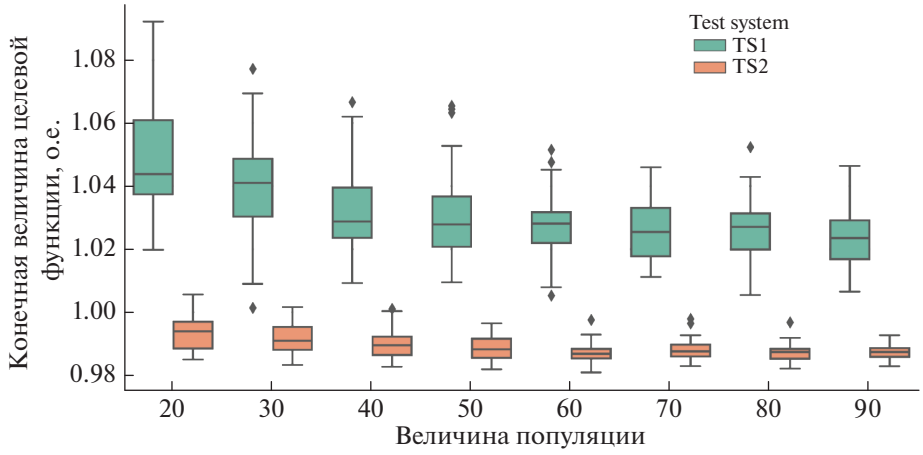

Рис. 3. Коробчатые диаграммы для результирующего значения ЦФ $\varphi(\bar{x})$ при различных величинах популяции *s*.

меньший среди рассмотренных подходов результат), а также средняя длительность расчета в минутах.

На основании данных, приведенных в табл. 3, можно заключить, что с точки зрения вычислительных затрат МДЭ сопоставим с МНП 3-го порядка. При этом его решение практически совпадает с лучшим (для систем малой размерности это МНП 2-го, а для схем относительно большой размерности 3-го порядка). Следует заметить, что с увеличением размерности темпы роста длительности расчетов у МДЭ ниже по сравнению с МНП – уже для TS2 длительность расчетов у МДЭ меньше, нежели у МНП 3-го порядка. Эффективность МДЭ относительно МНП растет по мере увеличения размерности электрической сети.

Следует заметить, что по сравнению с МНП, требующего разделения процедуры планирования генерирующего и сетевого оборудования, МДЭ более адаптирован к совмещению ремонтов в рамках единой расчетной процедуры. МДЭ оказывается более гибким при учете ограничений любого вида, в том числе режимных и функциональных, которые могут быть учтены при формировании ЦФ, например, в виде штрафа при недопустимых режимах или дополнительных затратах при управляющих воздействиях (перераспределение потоков мощности) в случае нарушения режимных ограничений.

Таким образом, МДЭ, хотя и не всегда обеспечивает лучшее по сравнению с МНП решение, может рассматриваться как более перспективный для практического использования подход.

На рисунках 3 и 4 представлены результаты вычислительных экспериментов, направленных на демонстрацию зависимости результатов планирования от величины популяции и коэффициента скрещивания. Во всех расчетах для перевода целевой функции в относительные единицы величина ЦФ в абсолютных единицах делится на значение, полученное для текущей тестовой системы с помощью МНП 2-го порядка.

На рисунке 3 представлены диаграммы распределений индекса полезности конечного плана ремонтов для двух тестовых систем при различной величине популяции. Как можно видеть, увеличение размерности матрицы популяции позволяет получить в среднем лучшее решение. Тем не менее, начиная с некоторой величины популяции,

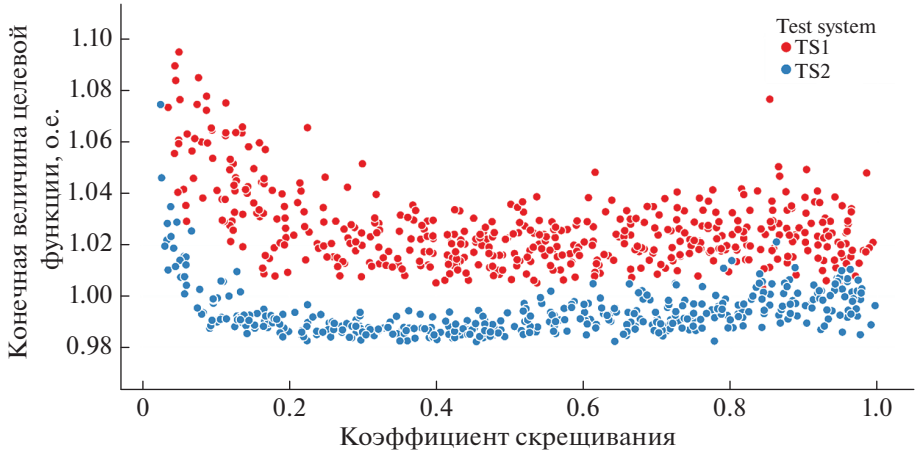

Рис. 4. Результирующие значения ЦФ $\varphi(\bar{x})$ при различных коэффициентах скрещивания *F*.

ее дальнейшее увеличение мало влияет на рассеяние результатов и ожидаемую величину результирующей ЦФ. В частности, для случая TS1 размерность популяции, принадлежащая открытому интервалу $s \geq 50$, приводит к практически идентичным результатам. При этом увеличение популяции приводит к пропорциональному увеличению вычислительных затрат.

Таким образом, можно заключить, что к выбору величины популяции следует подходить скорее с позиции вычислительных затрат, поскольку даже сравнительно небольшая размерность матрицы P (20–40 элементов) может обеспечить приемлемое решение. В таком случае более привлекательным может оказаться сценарий, когда производится несколько последовательных расчетов с малой популяцией, а не один продолжительный расчет. Это несколько противоречит выводам [30], где указывается, что в случае реальных инженерных задач для гарантированного получения приемлемого решения необходимо работать с матрицей популяции, превосходящей в 20 раз число контролируемых переменных.

Рисунок 4 показывает два набора точек, соответствующих результатам выбора плана ремонтов при случайной величине коэффициента скрещивания $F \in [0.0; 1.0]$ для двух тестовых систем. Вычислительный эксперимент показывает, что несмотря на очевидное влияние коэффициента на результаты планирования, главным, что необходимо сделать при настройке метода, является отстройка от границ диапазона возможных значений. В частности, использование коэффициента скрещивания, лежащего на границах диапазона возможных значений $[0.0; 1.0]$, нежелательно: – при близкой к нулю величине F изменение варьируемых переменных при скрещивании будет слишком мало, и процесс поиска не сможет достаточно удалиться от начального состояния матрицы популяции P_1. В случае, когда коэффициент скрещивания $F = 1.0$, расчет будет выполняться достаточно грубо и фактически сведется к случайному перебору вариантов в широком диапазоне. Таким образом, $F \in (0.4–0.6)$ представляется оптимальным подходом. Здесь важно подчеркнуть, что такое поведение метода фактически обуславливает возможность настройки параметров метода путем экспертной оценки расчетной эффективности алгоритма. С этой точки зрения МДЭ представляется в выгодном свете, поскольку, например, метод симуляции отжига, даже при тщательной

предварительной настройке может вообще не получить ни одной точки в пространстве решений, лучше изначальной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показана возможность применения метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования, произведен анализ влияния настроечных параметров метода на результаты моделирования, сопоставлена эффективность данного подхода с применяемыми методами направленного поиска.

Проведенное исследование показало, что в задаче оптимального планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС в качестве уточняющего метода целесообразно использовать МДЭ. При этом в качестве исходного (уточняемого) целесообразно взять решение МНП-2. При сопоставлении с МНП-3 метод дифференциальной эволюции не всегда дает лучший результат. Однако разница в результатах не существенна, а по длительности расчетов МДЭ более эффективен. Дополнительным положительным в пользу МДЭ фактором является его гибкость и приспособленность к разнотипному составу оборудования, возможность учета сложных функциональных ограничений. В результате метод дифференциальной эволюции рекомендуется к практическому применению на этапе уточнения решения, полученного более простыми методами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Jie C., Shuyu G., Shuang L., Xing C., Shihong M., Yaowang L.* Optimization Model of Key Equipment Maintenance Scheduling for an AC/DC Hybrid Transmission Network Based on Mixed Integer Linear Programming. In Energies. 2020. V. 13.
2. *Слаутин Ю.А, Полевщиков И.С.* Моделирование и автоматизация процесса построения графиков планово-предупредительных ремонтов / Ю.А. Слаутин, И.С. Полевщиков // Инновационная наука. 2015. № 2. С. 73–76.
3. Принципы построения автоматизированной системы годового планирования ремонтов электросетевого оборудования / Ю.С. Авагимова, В.А. Дьячков, Ю.Я. Любарский, Е.В. Рубцова // Электричество. 2009. № 3. С. 10–19.
4. *Авагимова Ю.С.* Организация автоматизированного планирования ремонтов электросетевого оборудования / Ю.С. Авагимова // Вестник МЭИ. 2010. № 1. С. 28–31.
5. *Hyung-Chul J., Rakkyung K., Sung-Kwan J.* Generator Maintenance Scheduling Method Using Transformation of Mixed Integer Polynomial Programming in a Power System Incorporating Demand Response. In Energies. 2019. V. 12.
6. *Sadeghian O., Moradzadeh A., Mohammadi-Ivatloo B., Abapour M., Marquez F.P.G.* Generation Units Maintenance in Combined Heat and Power Integrated Systems Using the Mixed Integer Quadratic Programming Approach. In Energies. 2020. V. 13.
7. *Воропай Н.И., Федотова Г.А.* Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учетом надежности / Н.И. Воропай, Г.А. Федотова // Автоматика и телемеханика. 2010. № 7. С. 179–184.
8. *Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.* Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах / М.А. Дубицкий, Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов. М.: Энергоатомиздат., 1988. 272 с.
9. *Нестеренков В.П., Обоскалов В.П.* К вопросу оптимального планирования капитальных ремонтов основных агрегатов станций энергосистем / В.П. Нестеренков, В.П. Обоскалов // Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем. 1966. С. 83–90.
10. *Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П.* Определение плана капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем методом покоординатной оптимизации / Д.А. Арзамасцев, В.П. Обоскалов // Известия ВУЗов. Энергетика. 1970. № 8. С. 106–110.
11. *Александров О.И.* Дискретизация плана ремонтов основного оборудования в электроэнергетической системе / О.И. Александров // Энергетика. Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. 2017. № 4. С. 320–333.
12. *Беляев С.В., Малафеев А.В., Омельченко Е.Я.* Разработка оптимальных графиков ремонта оборудования электрических сетей с целью повышения надежности их функционирования // Электротехнические системы и комплексы. 2019. № 2. С. 4–11.

13. *Saraiva J.T., Pereira M.L., Mendes V.T., Sousa J.C.* A Simulated Annealing based approach to solve the generator maintenance scheduling problem. In Electric Power Systems Research. 2011. V. 81. P. 1283–1291.
14. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4 т. / Под общей ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. 568 с.
15. *Федотова Г.А.* Методика комплексной оптимизации надежности электроснабжения потребителей в энергообъединении со слабыми связями / Г.А. Федотова // Оперативное управление в электроэнергетике. 2020. № 2. С. 5–14.
16. *Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.* Надежность и резервирование в энергосистемах. Новосибирск: Наука, 1974.
17. *Арзамасцев Д.А., Жукова А.П., Обоскалов В.П.* Применение методов направленного поиска для планирования капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.П. Жукова, В.П. Обоскалов // Применение математических методов и вычислительной техники в энергетике. 1973. С. 3–7.
18. *Gubin P.Y., Oboskalov V., Mahnitko A., Varfolomejeva R.* An Investigation into the Effectiveness of the Directed Search Method for Optimal Generating Equipment Maintenance by EENS Criteria. Proceeding of the IEEE RTUCON 2019, Riga, Latvia, October 2019.
19. *Volkanovski A., Mavko B., Bosevski T., Causevski A., Cepin, M.* Genetic algorithm optimization of the maintenance scheduling of generating units in a power system. In Reliability Engineering and System Safety. 2008. V. 93. P. 757–767.
20. *Foong W.K., Simpson A.R., Holger R.M., Stolp S.* Ant colony optimization for power plant maintenance scheduling optimization – a five-station hydropower system. In Annals of Operations Research. 2008. V. 159. P. 433–450.
21. *Suresh K., Kumarappan N.* Hybrid improved binary particle swarm optimization approach for generation maintenance scheduling problem. In Swarm and Evolutionary Computation. 2013. V. 9. P. 69–89.
22. *Saber A.Y., Senjyu T., Yona A., Funabashi T.* Unit commitment computation by fuzzy adaptive particle swarm optimization. In IET Generation, Transmission and Distribution. 2007. V. 1. P. 456–465.
23. *Satoh T., Nara K.* Maintenance Scheduling by Using Simulated Annealing Method. In IEEE Transactions on Power Systems. 1991. V. 6. P. 850–857.
24. *Saber A.Y., Senjyu T., Miyagi T., Urasaki N., Funabashi T.* Fuzzy unit commitment scheduling using absolutely stochastic simulated annealing. In IEEE Transactions on Power Systems. 2006. V. 21. P. 955–964.
25. *Gubin P.Y., Oboskalov V.P.* An Investigation into the Effectiveness of the Very Fast Simulated Annealing Method for Optimal Generating Units Maintenance by EENS Criteria. Proceeding of the IEEE URALCON 2020, Chelyabinsk, Russia, September 2020.
26. *Metropolis N., Rosenbluth A.W., Rosenbluth M.N.* Equation of State Calculations by Fast Computer Machines. In Chemical Physics. 1953. V. 21. P. 1087–1092.
27. *Storn R., Price K.* Differential Evolution – A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces. In Journal of Global Optimization. 1997. V. 11. P. 341–359.
28. *Обоскалов В.П., Кокин С.Е., Кирпикова И.Л.* Применение вероятностно-статистических методов и теории графов в электроэнергетике. Екатеринбург: 2016. 271 с.
29. *Grigg C., Wong P.* The IEEE reliability test system – 1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. In IEEE Transactions on Power Systems. 1999. V. 14. P. 1010–1020.
30. *Corne D., Dorigo M., Glover F.* New Ideas in Optimization, London, U.K.: McGraw-Hill Education. 1999. P. 102.

Differential Evolution Method for Generation Maintenance Scheduling

P. Y. Gubin[a, *] and V. P. Oboskalov[a, b]

[a] *Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education "Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin", Ural Power Engineering Institute, Yekaterinburg, Russia*
[b] *SEC "Reliability and Safety of Large Systems and Machines", Yekaterinburg, Russia*
**e-mail: p-tul@yandex.ru*

Today, there is a considerable interest to repair planning of permanent equipment as a whole and generation maintenance scheduling in particular. These procedures are not a merely a matter of scientific society interest, but seem to be vital in industrial application and require

pains for further development. On this occasion, significant attention is being paid to effectiveness of existing and new developed methods from point of their application perspectivity in terms of complicated mathematical formulation of the scheduling problem taking into account additional complex constraints and requirements. As a response for questions described, a possibility of the heuristic differential evolution method application, its implementation and approbation are considered in case of a strongly interconnected test system. In addition, comprehensive comparison is provided between the method mentioned and group of directed search approach modifications. The research demonstrates feasibility to apply the differential evolution method in practice for maintenance scheduling in large-scale power systems as well as perspectivity of assessment of complex functional constraints using approach considered.

Keywords: electrical power system, generation maintenance scheduling, differential evolution method, directed search method