
УДК 621.311

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

© 2021 г. Н. А. Беляев¹, *, Н. В. Коровкин², В. С. Чудный²

¹АО «Техническая инспекция ЕЭС», Москва, Россия

²ФГАОУ ВО Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

*e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

Поступила в редакцию 14.01.2021 г.

После доработки 15.02.2021 г.

Принята к публикации 24.02.2021 г.

Статья посвящена многокритериальным подходам к планированию развития электроэнергетических систем (далее – ЭЭС). На примере двухкритериальной задачи показаны преимущества таких подходов в сравнении с классической постановкой задачи обоснования развития ЭЭС. Рассмотрены возможные критерии обоснования развития ЭЭС. Представлено решение задачи оптимизации структуры генерирующих мощностей в ЭЭС по четырем критериям, выполнен анализ полученных результатов.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, планирование развития, многокритериальная оптимизация, генетический алгоритм

DOI: 10.31857/S0002331021020047

ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроэнергетики в современных условиях характеризуется возрастающими требованиями к надежности и качеству электроснабжения потребителей, что обусловлено как экономически обоснованными тенденциями углубления электрификации экономики и домашних хозяйств, так и ростом социальной и экономической значимости надежного электроснабжения, особенно в крупных городах и мегаполисах. При этом развитие электроэнергетики ограничивается ценовыми и тарифными последствиями принимаемых инвестиционных решений, также обусловленными социально-экономическими факторами, которые выражаются в необходимости ограничения роста цен на электрическую энергию и мощность для конечных потребителей.

В условиях необходимости обеспечения надежного функционирования ЭЭС и иных обязательных требований, включая требования к энергетической безопасности, ограничению воздействия на окружающую среду и другие, при минимизации затрат на обеспечение растущего спроса на электрическую энергию и мощность, возникает проблема повышения эффективности планирования развития электроэнергетики. Одним из перспективных направлений совершенствования методов планирования развития ЭЭС является применение многокритериальной оптимизации.

ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЭС: КЛАССИЧЕСКИЙ И МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОДЫ

Классическая постановка задачи обоснования развития ЭЭС сводится к минимизации суммарных приведенных затрат C на электроснабжение потребителей [1]:

$$C(\mathbf{x}) = \sum_t (C_t^K(\mathbf{x}) + C_t^O(\mathbf{x}))(1+d)^{-t} \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad \mathbf{x} \in R, \quad (1)$$

где C_t^K, C_t^O – капитальные и операционные затраты в году t соответственно; d – ставка дисконтирования. Переменными \mathbf{x} в задаче (1) являются мероприятия по развитию систем производства, передачи и распределения электрической энергии. Каждое мероприятие характеризуется технико-экономическими показателями, включая величину капитальных и операционных затрат. Область ограничений R определяется требованиями к надежности и безопасности ЭЭС, влияющими на выбор отдельных мероприятий или их сочетаний. К таким ограничениям относятся как технологические ограничения на режимы работы оборудования ЭЭС, так и ограничения на функционирование ЭЭС в целом. Постановка (1) отражает принцип минимизации затрат на электроснабжение потребителей при соблюдении обязательных требований к функционированию ЭЭС.

Одной из проблем постановки (1) является сложность описания области ограничений R . Если ограничения, связанные с режимами работы оборудования ЭЭС, определяются, как правило, однозначно, то ограничения, накладываемые на функционирование ЭЭС в целом, в ряде случаев объективно сложно задать фиксированными значениями соответствующих показателей. К таким ограничениям, например, относится требуемый уровень надежности ЭЭС. Теоретически требуемый уровень надежности ЭЭС обосновывается с учетом затрат на обеспечение надежности (резервирование) и на компенсацию ущерба от ненадежности (перерывы электроснабжения и недоотпуск электрической энергии) [2]. Практически такой подход нереализуем в связи с многообразием потребителей ЭЭС и отсутствием однозначных оценок указанного ущерба. Аналогично трудно однозначно определить ограничения по воздействию ЭЭС на окружающую среду, поскольку такие ограничения задаются для промышленности в целом, а не только для объектов электроэнергетики. В связи с этим часть ограничений, формирующих область R в задаче (1), целесообразно перевести в дополнительные функционалы. Таким образом, постановка (1) преобразуется в многокритериальную задачу.

На примере задачи, рассмотренной в работе [3], могут быть показаны преимущества такого подхода. Для ЭЭС выполнена оптимизация структуры генерирующих мощностей по двум критериям: минимизации суммарных затрат и минимизации вероятности J_D дефицита мощности:

$$C(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad J_D(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad \mathbf{x} \in R. \quad (2)$$

В задаче рассмотрены различные типы генерирующего оборудования, включая атомные и гидроэлектростанции, агрегаты тепловых электростанций различного типа и единичной мощности. Техничко-экономические показатели и показатели надежности генерирующего оборудования приняты по справочным данным. Результаты решения (2) представлены на рис. 1.

На рисунке 1 по осям отложены значения целевых функций (2): по оси абсцисс – вероятность дефицита мощности, по оси ординат – суммарные затраты, отнесенные к годовому объему потребления электрической энергии. Точками отмечены полученные решения. Общее количество полученных решений составило 375.

Для рассматриваемой задачи в постановке (1) при нормативном ограничении $J_D \leq 0.004$ [2] было бы получено решение, соответствующее минимальным затратам

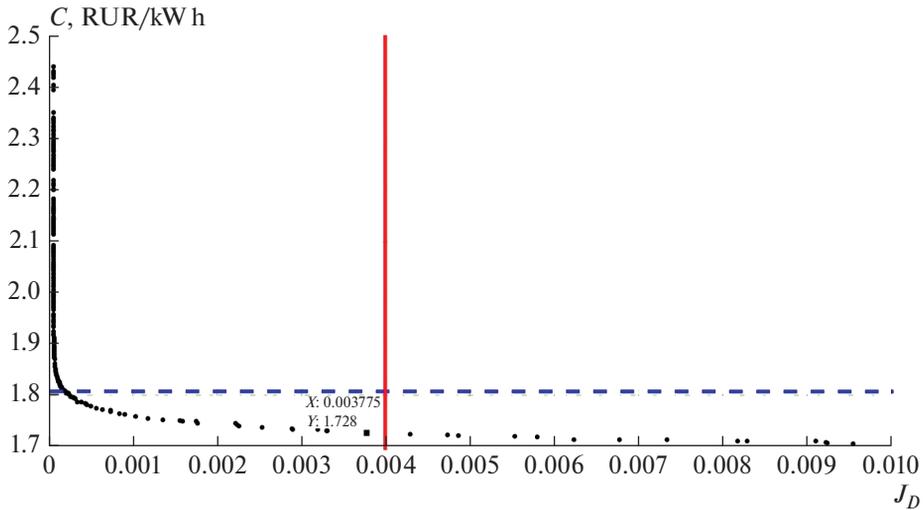


Рис. 1. Результаты оптимизации структуры генерирующих мощностей по двум критериям.

при выполнении такого ограничения, которое выделено меткой на рис. 1 ($C = 1.73$ руб./кВт · ч, $J_D = 0.0037$). Но такой вариант оказывается неоптимальным, если рассмотреть иные представленные на рис. 1 решения. Так, незначительное увеличение цены в пределах 1 коп./кВт · ч позволяет снизить J_D до уровня 0.00226, а при увеличении цены на 5% по сравнению с отмеченным на рис. 1 решением (до 1.81 руб./кВт · ч, показано горизонтальным пунктиром), позволяет снизить J_D до уровня 0.00016, т.е. более чем на порядок.

В результате можно отметить, что введение второго критерия в (2) по сравнению с постановкой (1) позволяет не только учесть нормативные требования к значению J_D , но и выбрать оптимальное его значение исходя из оценки прироста затрат на его обеспечение с учетом структуры конкретной ЭЭС и возможных технических решений.

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭЭС: ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассмотрим задачу оптимизации структуры генерирующих мощностей ЭЭС по четырем критериям:

$$\begin{aligned}
 C(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad J_D(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad W_F(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \\
 P_{\text{MAX}}(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad \mathbf{x} \in R,
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

где W_F — доля электроэнергии, вырабатываемой на тепловых электростанциях; P_{MAX} — максимальная доля одного вида генерирующих мощностей в структуре установленной мощности. Таким образом, первый критерий в (3) отражает принцип минимизации затрат, второй критерий соответствует максимизации надежности, третий критерий — минимизации экологического воздействия, четвертый критерий можно отнести к критериям энергетической безопасности.

В данной задаче переменными являются дискретные неотрицательные величины $x_{k,i} \in \mathbf{x}$, соответствующие количеству агрегатов (энергоблоков) электростанций вида k в узле i . Рассматриваемые варианты агрегатов (энергоблоков) электростанций пред-

Таблица 1. Варианты агрегатов (энергоблоков) электростанций

Тип	Название	Располагаемая (максимальная) мощность, МВт	Технологический минимум, МВт	Удельные капитальные затраты, тыс. руб./кВт	Удельные операционные затраты, руб./кВт · ч
ТЭЦ	Т-100	60	50	60	0.70
КЭС	К-600	600	360	50	0.60
КЭС	ПГУ-150	150	60	60	0.77
КЭС	ПГУ-450	450	180	50	0.73
КЭС	ПГУ-800	800	240	40	0.69
КЭС	ГТ-100	100	0	60	1.17
ГЭС	ГА-100	100	15	170	–
ГЭС	ГА-300	300	30	140	–
АЭС	ВВЭР-1200	1200	1200	110	–
ВЭС	ВЭС-50	*	*	150	–

* задается как ряд распределения вероятностей.

ставлены в табл. 1. Для каждого из них заданы необходимые для вычисления целевых функций технико-экономические показатели (располагаемая мощность, технологический минимум, проектный коэффициент использования установленной мощности, величина капитальных и операционных затрат, относительная длительность плановых простоев, вероятность аварийных простоев), принимаемые по справочным и проектным данным. Также в качестве исходных данных должны быть заданы параметры спроса на электроэнергию в ЭЭС: прогнозные электропотребление, максимум и график электрической нагрузки, показатели нерегулярных отклонений нагрузки с детализацией по отдельным узлам ЭЭС.

Область R описывается следующими ограничениями:

максимально или минимально возможное (с учетом существующей структуры ЭЭС и принятых к реализации решений) количество $(x_{k,i}, \bar{x}_{k,i})$ агрегатов (энергоблоков) каждого вида:

$$\underline{x}_{k,i} \leq x_{k,i} \leq \bar{x}_{k,i},$$

необходимый по величине максимальной электрической нагрузки N_{\max} суммарный объем генерирующих мощностей:

$$\sum_i \sum_k P_k x_{k,i} \geq N_{\max},$$

где P_k – располагаемая мощность агрегата (энергоблока) вида k ,

технические ограничения суммарной мощности $(\underline{P}_{k,i}, \bar{P}_{k,i})$ отдельных видов электростанций: по технологическому минимуму, поставкам топлива, по требуемому объему отпуска тепловой энергии (для ТЭЦ) и др.:

$$\underline{P}_{k,i} \leq P_k x_{k,i} \leq \bar{P}_{k,i}.$$

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭЭС: РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

Методы многокритериальной оптимизации, применяемые для решения соответствующих задач, в том числе в электроэнергетике, известны [4]. С позиций формализации решения мультикритериальной задачи интерес представляет ранжирование по-

лученного по результатам оптимизации множества Парето-оптимальных решений и выбор конкретных из них для их последующей реализации. В настоящее время применяемые для этого подходы [5] так или иначе базируются на экспертных оценках, с использованием которых выполняется ранжирование критериев по значимости либо назначение для них весовых коэффициентов.

Для решения задач обоснования развития ЭЭС интерес представляют современные эволюционные алгоритмы оптимизации, например генетический алгоритм, ABC или VAG алгоритмы, широко применяемые для решения дискретных задач глобальной оптимизации в смежных отраслях [6]. Данные алгоритмы используют направленный перебор и поэтому хорошо сочетаются с вероятностными методами планирования развития ЭЭС, которые в настоящее время используют случайный перебор (методы Монте-Карло). Ожидается, что использование указанных алгоритмов значительно повысит эффективность обоснования развития ЭЭС [7].

Решение задачи (3) предлагается выполнить с использованием генетического алгоритма, основные положения которого применительно к отраслевым задачам представлены в [4]. Расчет целевых функций на каждом шаге алгоритма производится с использованием метода Монте-Карло в следующем порядке:

1. Для каждого сформированного варианта решения с использованием генератора случайных чисел разыгрывается множество случайных состояний ЭЭС с учетом плановых и неплановых ремонтов оборудования ЭЭС, регулярных и нерегулярных изменений нагрузки, изменений располагаемой мощности электростанций сезонного и стохастического (для ВИЭ) характера на основе заданных в составе исходных данных показателей. Для каждого разыгранного состояния определяются: рабочая мощность электростанций в узлах, нагрузка потребителей в узлах, пропускная способность связей между узлами. Также могут учитываться отклонения технико-экономических показателей от ожидаемых (прогнозных) значений.

2. Для каждого случайного состояния решаются задачи минимизации дефицита мощности и минимизации операционных затрат (путем оптимизации баланса мощности) в порядке, представленном в работе [3]. В первую очередь решается задача минимизации дефицита мощности как наиболее приоритетная с позиций обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Для полученных по результатам решения данной задачи значений нагрузки потребителей выполняется оптимизация нагрузки электростанций в соответствии с их удельными операционными затратами.

3. По результатам рассмотрения всех случайных состояний определяются значения целевых функций (3) для сформированного варианта решения:

$$J_D = \frac{S_D}{S},$$

где S_D – число случайных состояний с дефицитом мощности; S – общее число случайных состояний;

$$C = \frac{\sum_t \left(C_t^K + \frac{1}{S} \sum_s C_{t,s}^O \right) (1+d)^{-t}}{\sum_t W_t (1+d)^{-t}},$$

где $C_{t,s}^O$ – операционные затраты в случайном состоянии s для года t ; W_t – потребление электроэнергии в году t ;

$$W_F = \frac{1}{S} \sum_s \frac{P_{HF,s}}{P_{Hs}},$$

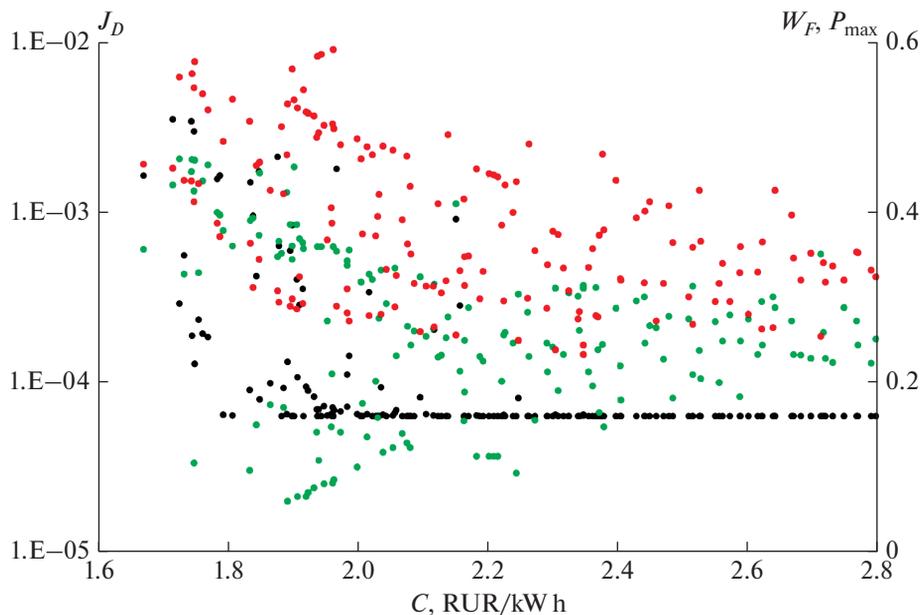


Рис. 2. Результаты расчетов.

где $P_{HF,s}$ — нагрузка тепловых электростанций в случайном состоянии s ; P_{Hs} — суммарная нагрузка электростанций в случайном состоянии s ;

$$P_{\text{MAX}} = \max_k \left(\frac{P_k}{\sum_k P_k} \right).$$

Количество расчетных случайных состояний должно обеспечивать как приемлемую точность расчета целевых функций, прежде всего J_D , так и в целом сходимость генетического алгоритма. Как показано в [3], для получения решения подобных задач необходимо выполнить оценку $\sim 10^{11}$ случайных состояний ЭЭС. По результатам оптимизации в задаче (3) определяется множество Парето-оптимальных решений.

Расчеты выполнены для ЭЭС с максимальной электрической нагрузкой, равной 12.87 ГВт (коэффициент неравномерности графика нагрузки 0.77, коэффициент заполнения — 0.92). Для выполнения расчетов возможные варианты агрегатов (энергоблоков) электростанций приняты по данным табл. 1, показатели надежности генерирующего оборудования, включая показатели планового и аварийного простоя, — по данным [8]. Полученные результаты представлены на рис. 2.

На рисунке 2 по оси абсцисс отложена величина суммарных затрат C , отнесенная к годовому объему потребления электрической энергии, по оси ординат — величина J_D (черный маркер), по дополнительной оси ординат — значения W_F и P_{MAX} (зеленый и красный маркеры соответственно).

Результаты, представленные на рис. 2, показывают, что минимальный уровень вероятности дефицита мощности достигается при затратах на уровне 2 руб./кВт · ч. При этом решения с уровнем затрат в пределах 2 руб./кВт · ч характеризуются конфликтом двух других критериев: так называемые “экологичные” решения (со значением W_F ме-

Таблица 2. Группы решений

№ группы	1	2	3	4	5	6
Значения функционалов						
J_D	$8 \times 10^{-5} - 10^{-4}$	$7 \times 10^{-5} - 3 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-4} - 6 \times 10^{-4}$	$9 \times 10^{-5} - 4 \times 10^{-4}$	$6 \times 10^{-5} - 7 \times 10^{-5}$	$6 \times 10^{-5} - 3 \times 10^{-4}$
C , руб./кВт·ч	1.83–1.93	1.98–2.12	1.73–1.75	1.84–1.91	1.94–2.23	2.09–2.37
W_F	0.06–0.1	0.32–0.36	0.33	0.15–0.39	0.08–0.32	0.2–0.31
P_{MAX}	0.51–0.53	0.26–0.31	0.43–0.44	0.29–0.46	0.33–0.5	0.23–0.36
Состав генерирующих мощностей, шт.						
Т-100	0–3	2–3	2	2–3	1–3	1–3
К-600	0	4–5	2	1–5	0–4	1–7
ПГУ-150	0–1	0–2	1–3	0–1	0–3	0–3
ПГУ-450	2–3	2–4	4	2–3	2–4	2–4
ПГУ-800	1–3	4	4–5	2–4	1–7	2–5
ГТ-100	3–4	1–3	6–13	2–8	3–47	2–36
ГА-100	10; 15; 20	10; 15	10	5; 10; 15	5; 10; 15; 20	5; 10; 15
ГА-300	10	10	0	10	0; 10	10
ВВЭР-1200	7	4	6	4–6	5–7	4–6
ВЭС-50	6–7	5–35	5–6	6–11	3–28	4–53
Суммарная установленная мощность, ГВт	15.9–16.55	17.25–18.55	16.45–16.6	15.8–17.05	16.65–22.45	18.1–22.65

нее 0.2) имеют высокие значения P_{MAX} , что обусловлено высокой долей атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей. Наоборот, решения с относительно низкими значениями P_{MAX} характеризуются высокими значениями W_F (на уровне 0.3–0.5). Для получения более благоприятного сочетания значений этих критериев необходимо рассматривать решения с более высоким уровнем затрат, в которых предусматривается строительство ветровых и гидроэлектростанций. Это означает, что в случае задания в задаче (3) последних двух критериев в качестве ограничений, в зависимости от выбора их значений, решения в области низких затрат могут оказаться отсечены и исключены из рассмотрения.

Представленное на рис. 2 количество решений составляет 197, что затрудняет анализ полученных результатов. С использованием известных алгоритмов кластеризации [9] близкие по значениям целевых функций решения могут быть сгруппированы. Представленные на рис. 2 решения разбиты на шесть групп, информация о которых сведена в табл. 2.

Далее проанализируем полученные группы решений. Группа 1, очевидно, является “экологичными” (“зелеными”) и при этом незатратными решениями. Значения W_F для них не превышает 0.1, значения C – не выше 1.93 руб./кВт·ч. При этом низкие значения W_F обеспечиваются главным образом за счет большой доли (>50%) атомных электростанций в структуре установленной мощности (7 энергоблоков, 8400 МВт). Это приводит к высоким значениям критерия P_{MAX} . Суммарная установленная мощность для данной группы решений по сравнению с другими минимальна, при этом обеспечиваются относительно невысокие значения J_D (не более 10^{-4}).

Группа 2 характеризуется снижением количества энергоблоков атомных электростанций и более значительным увеличением количества агрегатов тепловых электро-

станций по сравнению с группой 1. Это обуславливает заметное увеличение значений C (до 1.98–2.12 руб./кВт · ч). Группа 2 характеризуется лучшими по сравнению с группой 1 значениями критерия P_{MAX} , но худшими значениями W_F , что объясняется увеличением доли тепловых станций в структуре установленной мощности. Следует отметить в рассматриваемой группе решений значительный разброс количества агрегатов ветровых станций, которые используются для повышения доли нетопливных электростанций в балансе электроэнергии, что, однако, приводит к увеличению C , но не приводит к значительному снижению W_F и P_{MAX} .

Группа 3 представляет собой экономичные, характеризующиеся минимальными значениями C и относительно высокими значениями остальных критериев решения. Структура генерирующих мощностей характеризуется преобладанием тепловых электростанций.

Группу 4 можно рассматривать как “компромиссные” решения. При аналогичных группе 1 значениях C наблюдается сближение значений W_F и P_{MAX} , но увеличение J_D . Данную группу решений можно рассматривать как промежуточную между группами 1 и 2.

Группы 5 и 6 являются затратными решениями с максимальными значениями C , которые характеризуются более благоприятным сочетанием других критериев. Решения группы 5 обеспечивают максимальную надежность (минимальные значения J_D), а решения группы 6 – оптимальное сочетание значений W_F и P_{MAX} . Обе группы решений характеризуются значительным разбросом количества газотурбинных установок, которые используются как резервные мощности для снижения J_D , и агрегатов ветровых станций, используемых для снижения W_F .

В связи с заданными ограничениями по фиксированному количеству агрегатов для гидроэлектростанций во всех решениях количество агрегатов гидроэлектростанций принимает значения, кратные 5 для гидроагрегатов по 100 МВт и кратные 10 для гидроагрегатов по 300 МВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многокритериальные постановки задач обоснования развития ЭЭС позволяют не только учесть обязательные требования к функционированию и развитию ЭЭС, но и сопоставить по результатам решения различные варианты развития с позиций достижения целей, заданных в качестве критериев. При принятии решений о развитии ЭЭС появляется возможность оценки всего спектра сценариев развития и выбора сценария, наиболее отвечающего внешним условиям. Например, для рассмотренной в данной статье задачи при жестких ценовых ограничениях целесообразен выбор решения из группы 3, а в случае приоритета экологических требований – из группы 1. При несопоставимости критериев планирования проведение подобного анализа для традиционной однокритериальной задачи обоснования развития ЭЭС невозможно.

Постановка рассмотренной задачи (3) может быть расширена путем включения в нее дополнительных критериев, целесообразных при обосновании развития ЭЭС. Такими критериями могут выступать минимизация недоотпуска электроэнергии, маржинальных затрат, небаланса мощности отдельных узлов ЭЭС и другие.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981. 322 с.
2. Крупнев Д.С., Лебедева Л.М., Ковалев Г.Ф., Беляев Н.А., Егоров А.Е., Громов Р.Е. К оценке уровня резервирования генерирующей мощности в Единой энергосистеме России // Энергетическая политика, 2018. № 1. С. 33–44.

3. *Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V.* Allowance for capacity adequacy criterion in optimizing the prospective structure of electric power system // E3S Web Conf., Volume 139. 01004. 2019.
4. *Korovkin N.V., Odintsov M.V., Frolov O.V.* Operational planning in power systems based on multi-objective optimization // Power Technology and Engineering, 2016. № 1. С. 75–78.
5. *Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. и др.* Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
6. *Solovyeva E.* Cellular neural network as a non-linear filter of impulse noise // 20th Conference of Open Innovations Association FRUCT (FRUCT20), St. Petersburg, Russia. 2017. P. 420–426.
7. *Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V.* Development of energy systems planning methods // E3S Web Conf., Volume 209. 02005. 2020.
8. *Непомнящий В.А.* Надежность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала “Электроэнергия. Передача и распределение”, 2013. 196 с.
9. *Дюран Б., Оделл П.* Кластерный анализ. М.: Статистика, 1977. 128 с.

Multi-Criteria Approaches to Electric Power System Development

N. A. Belyaev^{a,*}, N. V. Korovkin^b, and V. S. Chudny^b

^aJSC “Technical Inspection UES”, Moscow, Russia

^bPeter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

*e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

The paper considers the issues of multi-criteria optimization procedure when planning the development of electric power systems (hereinafter – EPS). The advantages of multi-criteria approach as compared to the standard statement of a problem dealing with the justification for EPS development and feasible criteria for such a development have been examined. The problem of optimization of the structure of generating capacities within the power system has been stated and solved on the basis of four criteria; the analysis of obtained results has been carried out.

Keywords: electric power system, development planning, multi-criteria optimization, genetic algorithm