

УДК 519.816: 519.863: 621.311.16

DOI:10.25729/ESI.2026.43.3.009

Разработка гибридного метода оптимального распределения электрической нагрузки с учетом трудноформализуемых факторов

Панкратьев Павел Сергеевич

Братский государственный университет, Россия, Братск, scud33@inbox.ru

Аннотация. Оптимальное распределение электрических нагрузок между энергоисточниками является важным процессом, позволяющим достичь минимальных финансовых издержек у поставщика энергии при текущем уровне спроса. Данный процесс, в мировой практике также известный как экономическое диспетчирование, традиционно строится на принципе равенства относительных приростов стоимости топлива, что позволяет определить оптимальное распределение мощностей с точки зрения достижения экономической эффективности. Однако современное состояние энергетики, характеризующееся глобальной ESG-трансформацией и реализацией принципов корпоративной социальной ответственности, требует учета не только прямых экономических показателей, но и социально-экологических. Последние, как правило, зачастую бывают трудноформализуемыми или вовсе неформализуемыми, что вносит значительную сложность в процесс оптимизации. Данные условия определяют необходимость появления в обозначенном процессе лица, принимающего решение (ЛПР), с присущими ему внутренними ценностными установками. В описанных обстоятельствах традиционный подход к оптимизации по критерию минимума затрат становится недостаточным, что диктует необходимость разработки новых гибридных методов для её реализации. В рассматриваемой статье предложен гибридный метод распределения мощностей, основанный на синтезе классического метода множителей Лагранжа, обобщенного условиями Каруша–Куна–Таккера, и теории многокритериальной полезности (MAUT). Научная новизна подхода заключается в прямой интеграции многокритериальной функции ценности, отражающей субъективные предпочтения ЛПР, непосредственно в структуру оптимизационной задачи. Для апробации разработанного гибридного метода смоделирован изолированный энергорайон с суммарной нагрузкой 500 МВт. Оптимизационная задача в статической постановке решена для двух сценариев: базового – с минимизацией топливных издержек, и социально ориентированного – с учетом участия ЛПР и соответствующего активного ограничения по уровню функции ценности ($V \geq 0,60$). Результаты показали, что удовлетворение требований ЛПР на уровне ценности 0,6 приводит к существенной перестройке энергобаланса – замещению 43% базовой угольной генерации мощностями газовой ТЭС. Показано, что возникший при этом рост затрат (на 22%) компенсируется достижением требуемого уровня социальной ценности ($V = 0,60$). Вычисленные значения двойственных переменных (множителей Лагранжа) интерпретированы, как «теневые цены» неформализуемых ограничений, отражающие предельную стоимость улучшения социально-экологической обстановки.

Ключевые слова: оптимальное распределение нагрузки, экономическое диспетчирование, системный анализ, теория многокритериальной полезности (MAUT), метод множителей Лагранжа, условия Каруша–Куна–Таккера, теневая цена, принятие решений

Цитирование: Панкратьев П.С. Разработка гибридного метода оптимального распределения электрической нагрузки с учетом трудноформализуемых факторов / П.С. Панкратьев // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2026. – № 3(43). – С. 103-118. – DOI:10.25729/ESI.2026.43.3.009.

Введение. Оптимальное распределение активной мощности между генерирующими источниками энергосистемы представляет собой одну из главных задач оперативно-диспетчерского управления. Основным смысл такого процесса традиционно сводится к минимизации издержек на генерацию всей мощности в системе при условии равенства последней и питаемой ею нагрузки потребителей [1–6]. Однако в настоящее время в мировой практике и в том числе в России существует устойчивая тенденция к реализации принципов корпоративной социальной ответственности (КСО, CSR – Corporate Social Responsibility) [7–9] и учёту ESG-факторов (Environmental, Social, Governance) – то есть факторов неэкономических: социальных, экологических и управленческих [3, 5, 7, 8, 10–18], – что также связано с необходимостью поиска баланса в рамках концепции энергетической трилеммы (безопасность, доступность, экология) [10, 14]. В этой связи традиционный подход к

оптимизации по критерию минимума затрат и соответствующему ему балансному распределению мощности становится недостаточным [3–5, 10, 11, 15, 18–20].

В российской практике, особенно в изолированных энергорайонах и зонах децентрализованного энергоснабжения, до недавнего времени решение о распределении мощностей часто принималось в условиях «ручного управления», когда приоритет надежности или социального спокойствия мог доминировать над экономической эффективностью [5, 11, 12, 14, 16, 18, 21–23]. Однако с 1 января 2024 года ситуация изменилась: в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ функции оперативно-диспетчерского управления в этих территориальных энергосистемах перешли к единому системному оператору (АО «СО ЕЭС»), который, согласно указанному закону, в своей деятельности прямо и безальтернативно руководствуется принципом достижения экономической эффективности при осуществлении оперативно-диспетчерского управления. Несмотря на централизацию управления, острые социальные и экологические вопросы на местах в изолированных районах сохраняют свою актуальность. Смена модели управления лишь обостряет необходимость поиска инструментария, который позволил бы учесть эти традиционные «местные» неэкономические факторы в рамках централизованного диспетчирования.

Методология включения экологических ограничений в рассматриваемую задачу оптимизации нагрузок была разработана еще в начале 1970-х годов [24] и активно развивалась [4, 25]. Однако современные вызовы, связанные с необходимостью учёта неэкономических факторов, согласованных с принципами CSR и ESG, усложняют данную задачу, так как многие учитываемые ограничения могут иметь трудноформализуемую, либо вовсе неформализуемую природу, а оценки по таким факторам могут носить качественный характер [5, 8, 13, 17, 19–21, 26]. К таким факторам относятся, например, социальная приемлемость используемых технологий генерации, экологические показатели, репутационные последствия для компании [4, 5, 7, 9, 10, 13, 17, 19, 27], а также, что критично для изолированных территорий: риски нарушения топливной безопасности (зависимость от «северного завоза»), приоритет надежности теплоснабжения в суровых климатических условиях и необходимость сохранения рабочих мест на градообразующих объектах энергетики.

Данное обстоятельство предопределяет появление в процессе диспетчеризации лица, принимающего решение (ЛПР), с внесением в данный процесс определённой доли субъективности при назначении оценок. Сама же задача диспетчеризации приобретает, таким образом, многокритериальный слабоструктурированный характер.

В описанной ситуации ЛПР необходимо прибегать к использованию особых подходов и методов, которые учитывали бы многокритериальность и позволили бы ему формализовать оценки по упомянутым неэкономическим трудноформализуемым факторам.

С точки зрения конечного результата работы методов многокритериального анализа последние можно подразделить на две основные группы. К первой группе относятся методы, результатом работы которых является получение Парето-оптимального множества альтернатив (фронт Парето). Ко второй группе – методы, позволяющие получить ранжировку альтернатив (от худшей к лучшей), вершиной которой является единственная и самая наилучшая альтернатива.

Методы многокритериального анализа, предлагающие построение множества Парето-оптимальных решений, могут быть сложны для оперативного использования в разрезе задачи диспетчирования: высокая когнитивная нагрузка, ложащаяся на диспетчера ввиду необходимости выбора из десятков альтернатив, а также вынужденность принимать решение «здесь и сейчас» могут спровоцировать появление ошибок [3, 15, 18, 20, 28, 29].

Масштабный аналитический обзор современного состояния проблемы диспетчеризации [30] и многокритериальной оптимизации в целом [31] свидетельствует о том, что в современной энергетике имеет место переход к гибридным интеллектуальным стратегиям, способным функционировать в условиях высокой неопределенности и многокритериальности. Тем не менее, проблема обоснованного выбора единственного варианта из множества компромиссных Парето-оптимальных решений всё еще остаётся актуальной [29, 30].

Наилучшей стратегией с точки зрения оперативного использования диспетчером видится предоставление ему единственного наилучшего варианта перераспределения нагрузки. Это позволило бы мгновенно реагировать на изменения спроса, исключая задержки и ошибки, неизбежные при необходимости выбора из множества равнозначных альтернатив. В связи с этим алгоритм диспетчеризации перспективно основывать на многокритериальных методах, обеспечивающих получение именно единственного наилучшего решения.

В статье автором предложен гибридный метод на основе синтеза двух подходов – теории многокритериальной полезности (MAUT) и метода Лагранжа, обобщенного условиями Каруша-Куна-Таккера, – позволяющий учесть разнородные неэкономические требования в едином оптимизационном алгоритме и решить задачу распределения мощности в энергосистеме без необходимости «ручного» перебора множества Парето-оптимальных вариантов в поисках из них наилучшего. Основная идея предложенного гибридного метода сводится к интеграции многокритериальной функции полезности непосредственно в оптимизационную задачу в виде жесткого ограничения, что позволяет найти единственное, лучшее решение, удовлетворяющее заданному уровню притязаний ЛППР. Кроме того, данный подход весьма полезен с точки зрения получения экономических оценок («теневых цен») неформализуемых социально-экологических требований, анализ которых позволяет оценить прямую денежную стоимость социально ориентированного («этического») выбора ЛППР.

Математическая модель объекта. Предлагаемый подход представляет собой синтез методов теории полезности и нелинейного программирования. Вся процедура решения разделяется на два этапа: первый – этап формализации предпочтений ЛППР («оффлайн», то есть до распределения мощностей), и второй – этап оперативной оптимизации («онлайн», то есть непосредственно во время распределения).

Общая постановка задачи распределения мощностей следующая. Рассматривается энергосистема, состоящая из N генерирующих установок (источников энергии). Целевая функция минимизации издержек C_T имеет вид:

$$\min C_T = \min \sum_{i=1}^N C_i(P_i),$$

где $C_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$ – характеристика издержек i -го источника (на примере тепловой электростанции), которую можно аппроксимировать квадратичным полиномом; P_i – мощность i -го источника.

Задача решается при выполнении следующих ограничений:

1. Баланс активной мощности: сумма генерации должна быть равна нагрузке потребителей D :

$$\sum_{i=1}^N P_i - D = 0.$$

2. Технические ограничения: мощность каждого энергоисточника должна находиться в допустимом диапазоне.

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}, \quad i = 1 \dots N.$$

Интеграция предпочтений ЛПР на основе MAUT. Для формализации субъективных предпочтений ЛПР применяется теория многокритериальной полезности (Multi-Attribute Utility Theory, MAUT) [21, 32–34], используемая на первом этапе процедуры решения (до распределения мощностей). Поскольку настоящая задача решается в детерминированной постановке (без учета вероятностных рисков), в соответствии с понятийным аппаратом MAUT далее вместо понятия «*полезность*» (*utility*) будет использовано понятие «*ценность*» (*value*).

Следует отметить еще один терминологический нюанс: переменные, описывающие состояние системы, в классической терминологии MAUT именуются *атрибутами* (*attributes*). В контексте решаемой задачи в качестве атрибутов выступают активные мощности источников P_i . Эти атрибуты используются для оценки достижения локальных целей – минимизации негативного воздействия соответствующего источника энергии на окружающую среду и социум.

Таким образом, формируются однокритериальные функции ценности (ОФЦ) $v_i(P_i)$, отражающие степень удовлетворенности ЛПР состоянием конкретного атрибута. Для упрощения принята линейная зависимость функции ценности, убывающая с ростом мощности:

$$v_i(P_i) = 1 - \frac{P_i}{P_i^{base}},$$

где $v_i=1$ соответствует наилучшему состоянию (источник отключен), а $v_i=0$ – наихудшему (работа на максимальной мощности).

Для агрегирования локальных оценок по полученным ОФЦ используется аддитивная многокритериальная функция ценности (МФЦ) $V(P)$. Ее использование правомерно при допущении о независимости атрибутов по предпочтениям. МФЦ $V(P)$ в аддитивной форме имеет вид:

$$V(P) = \sum_{i=1}^N w_i \cdot v_i(P_i) = \sum_{i=1}^N w_i \left(1 - \frac{P_i}{P_i^{base}} \right),$$

где: w_i – весовой коэффициент значимости i -го источника, принимающий значения от 0 до 1 (при этом $\sum w_i=1$); P_i^{base} – базовая мощность для нормировки (обычно $P_i^{base} = P_i^{max}$).

Таким образом, w_i можно интерпретировать как весовой коэффициент важности минимизации мощности i -го источника, где более высокие веса присваиваются источникам с более высоким негативным социально-экологическим воздействием (например, для угольной ТЭС).

В условиях новой модели управления изолированными энергосистемами к процедуре назначения весов w_i на первом этапе предполагается привлекать коллективное ЛПР – представителей региональных органов власти и системного оператора. Это позволяет сформировать своего рода «профиль социальной ответственности» энергорайона, обязательный для исполнения в оперативных алгоритмах. При этом для получения численных значений весовых коэффициентов w_i могут быть использованы различные подходы. В частности, классический метод MAUT, основанный на процедуре лотерей [32, 33], обладает высокой аксиоматической строгостью, однако эта процедура может быть весьма сложна для практического применения коллективным ЛПР. На практике широкое применение находят более адаптивные подходы: например, метод SWING [35], SMARTER [36] или метод парных сравнений АНР [37]. В каждом из этих подходов концепция получения предпочтений существенно отличается, однако «на выходе» веса в результате нормировки обретают требуемые значения в диапазоне от 0 до 1, пригодные для использования в аддитивной многокритериальной функции ценности.

После алгебраических преобразований функция приводится к компактному линейному виду, удобному для дальнейших аналитических преобразований:

$$V(P) = 1 - \sum_{i=1}^N k_i P_i, \quad (1)$$

где $k_i = \frac{w_i}{P_i^{base}}$ – коэффициент, который имеет физический смысл «удельного снижения социальной ценности» на 1 МВт мощности для i -го энергоисточника.

Метод Лагранжа и условия Каруша-Куна-Таккера. Для работы на втором этапе алгоритма (непосредственно во время распределения нагрузки) в качестве оптимизирующего инструмента использован метод множителей Лагранжа, обобщенный условиями Каруша-Куна-Таккера (ККТ), позволяющими включать в оптимизационную задачу ограничения типа неравенств через математический аппарат дополняющей нежесткости [38–40]. Ключевой особенностью предложенного в настоящей работе гибридного метода является интеграция требования по минимальному уровню ценности $V(P) \geq V_{min}$ непосредственно в структуру функции Лагранжа в виде активного ограничения. Параметр V_{min} при этом также избирается коллективным ЛПП в ходе определенных диалоговых процедур.

На данном втором этапе методы Лагранжа и МАУТ работают в связке, формируя модифицированную функцию (лагранжиан):

$$L(P, \lambda, \mu) = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) + \lambda \left(D - \sum_{i=1}^N P_i \right) + \mu (V_{min} - V(P)). \quad (2)$$

Стоит отметить, что технические ограничения по источникам P_{min}/P_{max} также учитываются через соответствующие множители ККТ, но для упрощения записи здесь опущены.

Для поиска оптимального решения далее лагранжиан (2) необходимо продифференцировать по всем варьируемым переменным и, в соответствии с условиями ККТ, приравнять к нулю полученные выражения, что будет соответствовать условиям требуемой стационарности. В результате этих алгебраических операций образуется выражение:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i} - \lambda + \mu \frac{\partial (V_{min} - V(P))}{\partial P_i} = 0. \quad (3)$$

Подставляя выражение (1) для $V(P)$ в (3), получим модифицированное условие равенства относительных приростов предельных издержек (Marginal Cost, MC):

$$MC_i(P_i) + \mu \cdot k_i = \lambda, \quad (4)$$

где: $MC_i(P_i) = 2a_i P_i + b_i$ – классические предельные издержки по топливу; μ – двойственная переменная («теневая цена») социального ограничения; $\mu \cdot k_i$ – «социально-экологическая надбавка» для i -го источника.

Экономическая интерпретация выражения (4) заключается в следующем: в точке оптимума система воспринимает источники с низким уровнем социальной приемлемости (с высоким k_i) как более дорогие, что приводит к их «автоматической» разгрузке в пользу источников с более высоким уровнем социальной приемлемости, даже если топливные издержки последних оказались выше. Слагаемое $\mu \cdot k_i$ в данном случае играет роль своеобразного «штрафа» за низкую социальную ценность i -го источника, что влечёт за собой «искусственное» завышение предельных издержек MC_i .

Общая схема работы предложенного гибридного метода. Общая схема реализации предложенного гибридного метода распределения нагрузок представлена на рисунке 1. На первом этапе (этап стратегического планирования) решения принимаются заблаговременно (до распределения мощностей) при участии представителей региональных органов власти и

руководства системного оператора, которые на основе внешних факторов в ходе обсуждения принимают решение о настроечных параметрах модели (w_i , $V_{\min}$). Эти данные, а также прочие оперативные данные поступают на вход модели на втором этапе (этап оперативного управления), где автоматизированный алгоритм выполняет оптимизацию режима без оперативного вмешательства диспетчера. Главной особенностью схемы является однократная передача утвержденных неэкономических приоритетов в математическое ядро алгоритма, что позволяет получить единственное оптимальное решение, содержащее как информацию о распределении мощностей для диспетчера, так и соответствующий этому распределению экономический индикатор («теневую цену») для обоснования тарифов регулятором. При этом следует отметить, что настроечные параметры модели (w_i , $V_{\min}$) не являются статичными величинами: процедура стратегического планирования предполагает их периодическую актуализацию для адаптации работы алгоритма к изменению внешних условий.

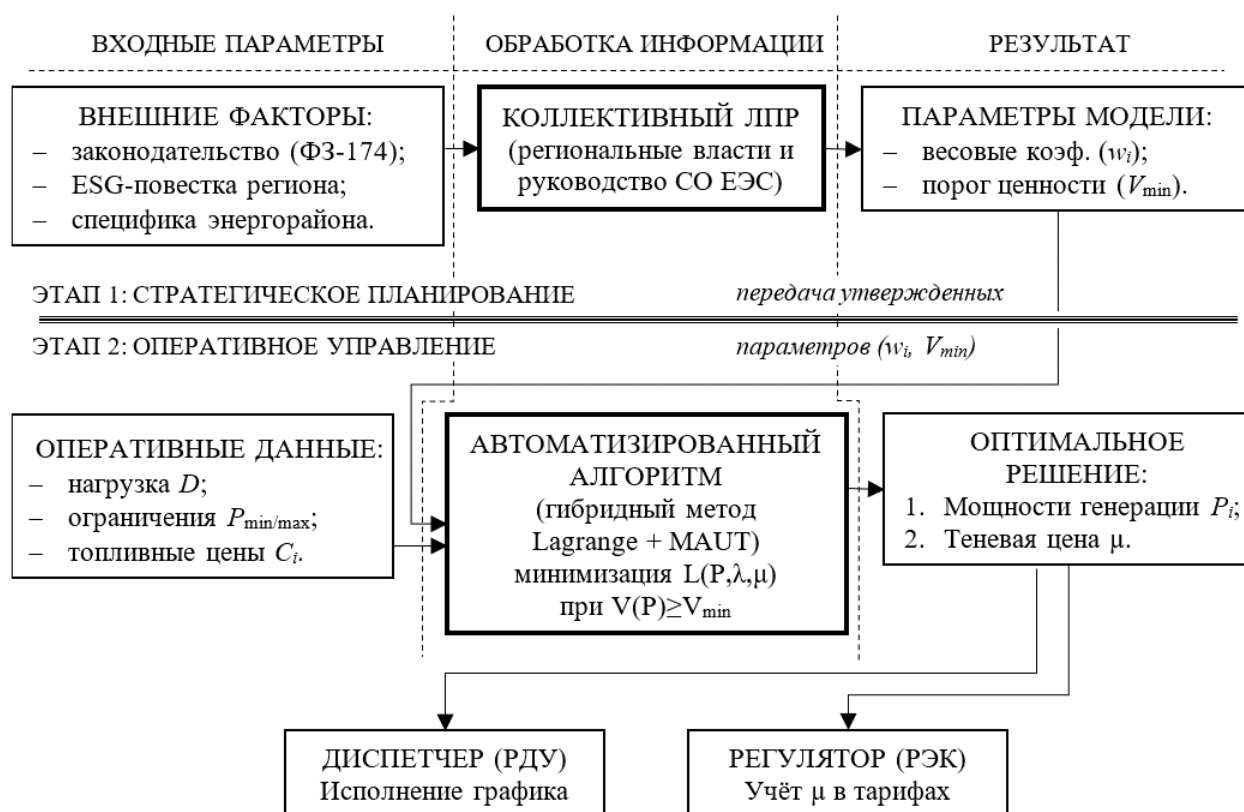


Рис. 1. Блок-схема предлагаемого гибридного метода диспетчеризации

Отличием предложенного подхода от существующих многокритериальных методов оптимизации является то, что последние предполагают построение множества Парето-оптимальных решений. Выбор наилучшего решения из данного множества создает высокую когнитивную нагрузку на диспетчера и может повлечь за собой появление ошибок. Предложенный синтез MAUT и метода Лагранжа позволяет избежать этого: в результате оптимизации отыскивается единственное решение, строго соответствующее заданному уровню притязаний ЛПР. При этом ключевой особенностью является то, что двойственная переменная μ наделяется физическим смыслом «стоимости социальной ответственности»: она количественно, в денежном эквиваленте, определяет, насколько возрастут суммарные издержки в системе при повышении ценности решения на малую величину. Таким образом, качественные ESG-требования приобретают конкретный экономический вид. Для системного оператора в изолированных системах этот показатель служит математическим обоснованием операционных решений, отклоняющихся от минимума топливных затрат, а для собственников

генерирующего оборудования – является доказательной базой для защиты соответствующих расходов в региональных органах тарифного регулирования.

Апробация предложенного метода. Характеристика энергосистемы. Ввиду методологического характера настоящей работы, а также объективной невозможности доступа к реальным данным, составляющим коммерческую тайну (характеристики генерирующего оборудования, структура топливных издержек и т.п.), апробация метода далее представлена на репрезентативном модельном примере.

Предлагаемый метод является универсальным и инвариантным относительно размерности задачи, количества источников и величин нагрузок. Однако для корректной демонстрации его работоспособности выбор количества источников в моделируемой системе целесообразно ограничить условием $N=3$. Это обусловлено тем, что для системы меньшей размерности ($N=2$) задача балансового распределения мощности сводится к тривиальному аналитическому решению, которое может быть найдено и без использования предлагаемого метода – путём выражения одной переменной через другую из уравнения баланса ($P_2=D-P_1$) и последующего решения полученного алгебраического уравнения. В то же время, увеличение размерности задачи ($N>3$) в рамках данного исследования будет избыточным: оно не привнесёт новой методологической ценности и не изменит концептуальную суть алгоритма, но существенно затруднит визуализацию и интерпретацию результатов. Таким образом, моделирование энергосистемы с количеством источников $N=3$ в настоящем исследовании представляется необходимым и достаточным условием, обеспечивающим баланс между методологической честностью и наглядностью изложения.

Используемая далее модель энергосистемы характеризуется контрастными, ярко выраженными параметрами, что позволяет детально проследить механизм действия алгоритма и интерпретировать полученные результаты. Для апробации предложенного гибридного метода смоделирован изолированный энергорайон с суммарной нагрузкой 500 МВт и тремя источниками электроснабжения, контрастно отличающимися своими основными технико-экономическими характеристиками:

- угольная ТЭС (G1) – обеспечивает базовую генерацию, имеет наименьшие затраты на выработку 1 МВт мощности ввиду дешевизны топлива, однако оказывает наибольшее негативное социально-экологическое воздействие;
- газовая ТЭС (G2) – манёвренная мощность со средними по величине затратами на топливо; характеризуется наилучшими показателями социальной приемлемости и экологической безопасности;
- дизельная электростанция (ДЭС) (G3) – пиковая мощность; отличается самыми высокими затратами на топливо и значительным уровнем негативных внешних эффектов (выбросы, шум, низкая социальная оценка).

Основные характеристики энергоисточников рассматриваемой системы представлены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры источников электроэнергии и весовые коэффициенты MAUT

Источник	$P_{\min}$, МВт	$P_{\max}$, МВт	Функция издержек $C_i(P)$, \$/ч	Вес w_i	Удельный вред k_i , ед. ценности/МВт
G_1 (уголь)	50	400	$0,02P_1^2 + 20P_1 + 1000$	0,6	$1,5 \times 10^{-3}$
G_2 (газ)	30	450	$0,04P_2^2 + 40P_2 + 800$	0,1	$0,22 \times 10^{-3}$
G_3 (дизель)	10	200	$0,08P_3^2 + 80P_3 + 500$	0,3	$1,5 \times 10^{-3}$

Сценарии моделирования. Сравнительный анализ эффективности разработанного гибридного метода проводится на примере двух стратегий.

Сценарий А (базовый экономический): решается классическая задача оптимизации по критерию минимума топливных затрат. Ограничений по МФЦ нет ($\mu=0$) – таким образом, социальные факторы не влияют на распределение нагрузки.

Сценарий Б (социально-ориентированный): производится поиск компромисса между экономическими и социально-экологическими факторами. Коллективный ЛПР устанавливает жесткое требование к качеству решения: уровень ценности $V(P)$ не должен опускаться ниже порогового значения 0,60. Данная планка ($V \geq 0,60$) выбрана экспертно и, по соображениям коллективного ЛПР, соответствует высокому стандарту социально-экологической ответственности.

Анализ сценария А. В данном сценарии в отсутствие социальных требований оптимизация проводится только с учётом критерия стоимости. Опуская все вычисления, приведём лишь итоговые результаты расчётов по данному сценарию. Предельные издержки по ДЭС (источник G_3) составляют $MC_3 \geq 80$ \$/МВт·ч, что значительно превышает издержки по угольной (G_1) и газовой (G_2) ТЭС ($MC_1 = 36$ и $MC_2 = 48$ \$/МВт·ч соответственно), поэтому ДЭС – отключена ($P_3=0$). Угольная ТЭС, имеющая наиболее низкие издержки на генерацию мощности, загружается до своего технического максимума $P_1=400$ МВт, а оставшиеся 100 МВт покрываются газовой станцией, $P_2=100$ МВт. Итоговые минимально возможные затраты для системы, состоящей из двух работающих источников G_1 и G_2 с мощностями $P_1=400$ МВт и $P_2=100$ МВт соответственно, составляют 17400 \$/ч. Поскольку в данном сценарии отсутствует требование повышения социально-экологического благополучия, при текущем распределении мощностей наличествует низкий уровень ценности ($V \approx 0,38$), так как угольная ТЭС, имеющая наиболее низкий уровень социальной приемлемости, работает на своём пределе ввиду дешевизны угля.

Анализ сценария Б. В этом сценарии, как уже отмечалось, учитываются социально-экологические требования ЛПР. Нагрузка между источниками теперь распределяется с учётом налагаемого данным требованием ограничения по уровню ценности $V \geq 0,60$. Поскольку в базовом сценарии А ценность составляла $V=0,38$, что ниже требуемой в данном сценарии Б ($V \geq 0,60$), то ограничение-неравенство теперь становится активным. Так как любое дальнейшее повышение ценности сверх минимально требуемой ($V=0,60$) сопряжено с ростом издержек, алгоритм минимизации затрат удерживает решение строго на этой границе ($V=0,60$). В силу этого, согласно условию дополняющей нежесткости ККТ, неравенство математически трансформируется в строгое равенство $V(P) = 0,60$. При этом дизельная станция (G_3) в оптимальном решении остается отключенной ($P_3=0$). Этот факт даёт право найти оптимальное распределение мощностей между источниками G_1 и G_2 из решения системы уравнений, включающей баланс мощности и уравнение активного ограничения по ценности:

$$\begin{cases} P_1 + P_2 = 500 \\ 1 - 0,0015P_1 - 0,000222P_2 = 0,60 \end{cases}.$$

Решая систему через подстановку $P_2=500 - P_1$, получаем: $P_1 \approx 226,7$ МВт, $P_2 \approx 273,3$ МВт. Результаты также верифицированы численно в программной среде Python с использованием библиотеки SciPy.

В качестве примечаний к полученным результатам по данному сценарию необходимо отметить следующее.

Во-первых, дизельная станция (G_3) по-прежнему остается отключенной ($P_3=0$). Хотя показатели социальной приемлемости ДЭС превосходят таковые у угольной ТЭС, и априорно можно было бы ожидать включения ДЭС в баланс мощностей, оптимизационный алгоритм, тем не менее, сопоставив экономические издержки и социальные выгоды, определил включение ДЭС в баланс нецелесообразным, отдавая приоритет более дешевой, хотя и менее

социально одобряемой, угольной мощности (G_1) в сочетании с увеличением загрузки газовой станции (G_2). Данный результат подтверждает способность метода селективно определять оптимальный состав работающего оборудования в условиях многомерной оптимизации ($N \geq 3$), корректно обрабатывая граничные решения с полным исключением из баланса неэффективных источников.

Во-вторых, полученное упрощение задачи до системы линейных алгебраических уравнений является частным случаем. Данная ситуация будет иметь место всегда, когда количество активных источников N_{act} в системе будет равняться двум – вне зависимости от их общего количества N ; иначе говоря, при условии $N_{act} = N - N_0 = 2$, где N_0 – количество отключенных источников. Во всех остальных случаях (при $N_{act} \geq 3$) поиск решения потребует полноценного процесса минимизации функции Лагранжа.

Из сказанного также следует, что переход к упрощенному решению возможен только после того, как оптимизационный алгоритм подтвердит активность ограничения по ценности ($\mu > 0$) и определит состав включенного оборудования с $N_{act} = 2$.

В-третьих, полученное значение мощности для газовой генерации $P_2 = 273,3$ МВт находится достаточно далеко от верхней границы интервала разрешенной мощности данного источника G_2 ($P_{max} = 450$ МВт). Это показывает, что ограничение выработки обусловлено именно требованием учёта социального-экологического фактора, а не достижением технического предела этой станции.

Стоит отметить, что в настоящем основополагающем исследовании рассматриваются только статические условия – без учёта динамики нагрузки в суточном (и годовом) цикле. Учёт суточной (годовой) динамики и отыскание соответствующего баланса мощностей при помощи программной среды Python является целью дальнейших исследований.

Итоговые показатели по двум сценариям приведены в таблице 2.

Таблица 2. Сравнительный анализ сценариев оптимизации при $D = 500$ МВт

Параметр	Сценарий А – базовый экономический	Сценарий Б – социально ориентированный	Отклонение
Мощность источника G_1 (угольная ТЭС), МВт	400,0	226,7	–173,3
Мощность источника G_2 (газовая ТЭС), МВт	100,0	273,3	+173,3
Мощность источника G_3 (ДЭС), МВт	0,0	0,0	0,0
Суммарные издержки (C_T), \$/ч	17 400	21 305	+3905
Ценность по МФЦ $V(P)$	0,38	0,60	+0,22
Системная цена (λ), \$/МВт·ч	48,0	67,5	+19,5
Теневая цена (μ), \$/ед. цен.	0	25 657	–

Обсуждение результатов. Экономическая интерпретация двойственных переменных. Полученные значения множителей Лагранжа позволяют выйти за рамки простого распределения мегаватт и дают ЛПР мощный аналитический инструмент.

Во-первых, *теневая цена социального ограничения* (μ) в сценарии Б (порядка 25 657 \$/ед. цен.) по сути является индикатором «цены притязаний ЛПР»: чем выше μ , тем дороже обходится каждый следующий шаг в сторону улучшения социально-экологической обстановки. Это означает, что если ЛПР решит ужесточить требование с $V = 0,60$ до $V = 0,61$, это приведет к мгновенному росту часовых издержек системы на 256 \$/ч. Это и есть прямой финансовый эквивалент «этики» или социально-экологической ответственности. Зная это

число, ЛПР может не просто декларировать приверженность CSR- и ESG-принципам, но и четко осознавать, какую цену платит предприятие или регион за каждое управленческое решение, принятое в парадигме таких принципов.

Во-вторых, введение социально-экологических требований трансформирует *системную предельную цену* (λ). Рост с 48,0 до 67,5 \$/МВт·ч наглядно демонстрирует, как социальные-экологические ограничения фактически превращаются в «виртуальный налог» на генерацию. Разница в 19,5 \$/МВт·ч является экономическим обоснованием для формирования «зеленых тарифов» или субсидий. Таким образом, предложенный гибридный метод переводит предпочтения ЛПР по качественным трудноформализуемым социально-экологическим показателям на язык цифр, понятный финансовым директорам и регуляторам.

Визуализация результатов и анализ компромисса. Визуализация полученных результатов (рисунок 2) позволяет наглядно проследить механизм достижения компромисса в решении, учитывающем и экономические, и социально-экологические факторы, – в точке Б. Здесь достигается компромисс между экономическим распределением мощностей и этическими притязаниями ЛПР. Вектор, обозначенный как «Цена этики», фактически отражает вынужденное смещение системы из зоны абсолютного экономического минимума на изокосту с более высоким уровнем издержек (21 305 \$/ч).

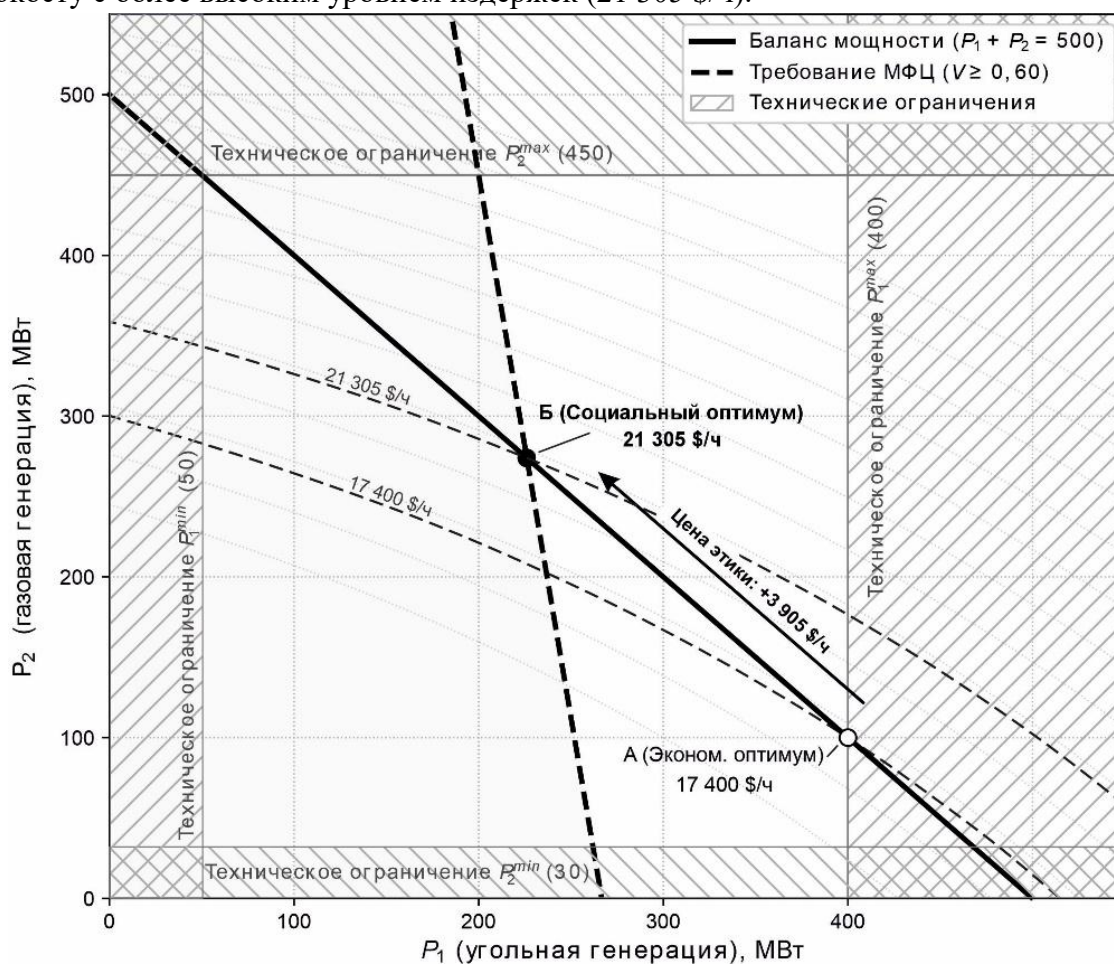


Рис. 2. Визуализация решения задачи оптимизации по двум сценариям

Показательным является и график зависимости полных затрат от заданного уровня ценности (рисунок 3). На нем отчетливо прослеживается переломный момент в поведении системы. До отметки $V=0,38$ система находится в так называемой зоне неактивных ограничений: здесь социально-экологические требования ЛПР настолько мягкие, что они удовлетворяются «сами собой» в ходе обычной минимизации затрат. Однако после преодоления этого порога ситуация меняется и далее наблюдается почти экспоненциальный

рост стоимости решения, лежащий полностью в зоне уже активного ограничения. Это сигнализирует ЛПР о том, что повышение планки его притязаний сверх $V=0,38$ с каждым шагом будет требовать всё больших и больших вложений, так как в данном случае в системе приходится замещать дешёвую угольную генерацию, имеющую низкий уровень социальной приемлемости, более дорогими, но в то же время более «социально одобряемыми» источниками.

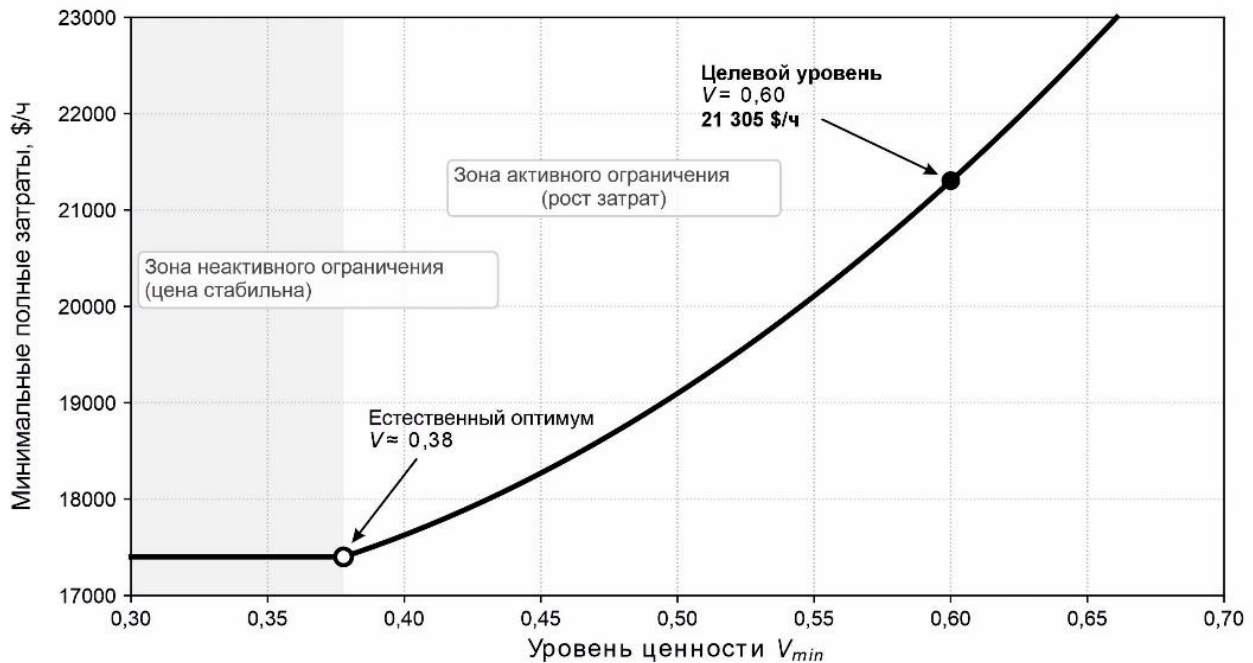


Рис. 3. Динамика роста минимальных полных затрат в зависимости от заданного уровня ценности

Практическая значимость. Если сравнивать предложенный подход с традиционным, когда управление распределением генерации происходит в режиме онлайн на основании лишь условия минимума совокупных затрат на выработку мощности в системе, можно отметить следующие моменты. Прежде всего, разработанный гибридный метод гарантирует, что найденный единственный вариант распределения нагрузки будет самым экономичным при строго заданном уровне социальной приемлемости. Здесь нет места субъективным ошибкам диспетчера.

Кроме того, алгоритм обладает высокой адаптивностью: при любых колебаниях цен на топливо или при пересмотре ЛПР значимости социально-экологических факторов система мгновенно пересчитывает оптимум, не требуя ручной корректировки.

Не менее важным аспектом является и прозрачность принятия решений: наличие четких количественных индикаторов, таких, как λ и μ , делает процесс выбора аргументированным, что превращает «интуитивное» управление в аудируемую процедуру, результаты которой можно обосновать как перед руководством, так и перед внешними регуляторами.

Отдельно стоит внести еще одну важную ремарку. Если в простейших случаях – где количество источников N невелико, как в приведённом примере, – распределение мощностей иногда можно найти геометрически, то в системах реальной размерности, где количество источников N может составлять десятки или сотни, без аппарата множителей Лагранжа невозможно будет найти ни сам оптимум, ни тем более определить экономическую стоимость (теневую цену) социально-экологических требований. Предложенный метод в данном смысле универсален и применим к энергосистемам любой размерности.

Заключение. В работе представлен новый подход к решению задачи оптимального распределения нагрузки, позволяющий интегрировать неэкономические

трудноформализуемые предпочтения ЛПП в строгую математическую модель. На примере простейшего случая с тремя электрическими станциями была продемонстрирована работа предложенного гибридного метода.

Основные результаты исследования:

1. Сформулирована задача оптимального распределения нагрузки с учётом субъективных предпочтений ЛПП. Средством формализации субъективных предпочтений выступает многокритериальная функция ценности, внедрённая непосредственно в математический аппарат метода множителей Лагранжа (в частности, в условия Каруша-Куна-Таккера) в виде ограничения-неравенства.
2. Численное моделирование показало, что для удовлетворения притязаний ЛПП в отношении социально-экологических факторов на уровне $V=0,60$ необходимо перераспределить нагрузку от источников с более низкими топливными издержками и одновременно более низким уровнем социальной приемлемости (угольная ТЭС) к источникам с более высокими топливными издержками и одновременно более высоким уровнем социальной приемлемости (газовая ТЭС). В рассмотренном примере такое замещение мощности в пользу газовой генерации составило 43% от исходного сценария.
3. Продemonстрирована возможность количественного измерения «цены этики» в энергетике. В рамках рассмотренного примера суммарные издержки возросли на 22% (3 905 \$/ч). При этом была определена предельная стоимость дальнейшего улучшения социально-экологической ситуации – 256 \$/ч за каждый процентный пункт (0,01) прироста функции ценности.

Научная новизна подхода заключается в прямой интеграции многокритериальной функции ценности, отражающей субъективные предпочтения ЛПП, непосредственно в структуру оптимизационной задачи. В отличие от существующих методов, ориентированных на построение множества Парето-оптимальных решений, предложенный гибридный метод позволяет определить единственное решение, соответствующее заданному уровню притязаний ЛПП.

Разработанный гибридный метод предлагается к использованию в программно-аппаратных комплексах системного оператора (АО «СО ЕЭС») для управления режимами технологически изолированных энергосистем. Он позволяет разрешить противоречие между законодательным требованием достижения экономической эффективности и необходимостью учета региональной специфики (социальных и экологических факторов) в разрезе актуальных сегодня ESG- и CSR-принципов, обеспечивая прозрачность и обоснованность диспетчерских решений.

Дальнейшее развитие идеи, представленной в настоящей работе, предполагает учёт колебаний нагрузки во времени и интеграцию стохастической генерации ВИЭ, где функция ценности (или полезности) может быть дополнена критериями надежности энергоснабжения.

Список источников

1. Wood A.J., Wollenberg B.F., Sheblé G.B. Power generation, operation and control. Hoboken: IEEE Wiley, 2014, 658 p.
2. Happ H.H. Optimal power dispatch – A comprehensive survey. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1977, vol. 96(3), pp. 841-854, DOI: 10.1109/T-PAS.1977.32397.
3. Abido M.A. Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, vol. 18(4), pp. 1529-1537, DOI: 10.1109/TPWRS.2003.818693.
4. Talaq J.H., El-Hawary F., El-Hawary M.E. A summary of environmental/economic dispatch algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, vol. 9(3), pp. 1508-1516, DOI: 10.1109/59.336110.
5. Voropai N.I. Multi-Criteria Problems in Electric Power System Expansion Planning. Energy Systems Research, 2018, vol. 1(2), pp. 27-34, DOI: 10.25729/esr.2018.02.0003.
6. Горнштейн В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев. – Москва: Энергия, 1981. – 336 с.

7. Капранова Л.Д. ESG-трансформация как парадигма устойчивого развития экономики России / Л.Д. Капранова, О.А. Полищук // Вестник Евразийской науки, 2023. – Т. 15. – № 3. – С. 1-17.
8. Коданева С.И. Энергетический переход: перспективы и механизмы реализации / С.И. Коданева // Россия и современный мир, 2022. – № 4. – С. 162-183. – DOI: 10.31249/rsm/2022.04.09.
9. Zhang L., Xu S., Chen J., Li H., et al. The impact of ESG ratings on corporate overseas performance: A quasi-experiment based on a staggered DID model. *Economic Analysis and Policy*, 2025, vol. 88, pp. 1453-1466, DOI: 10.1016/j.eap.2025.10.023.
10. Pollitt M.G. The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment. *Review of Industrial Organization*, 2019, vol. 55(1), pp. 63-87, DOI: 10.1007/s11151-019-09682-w.
11. Гительман Л.Д. Инструменты устойчивого развития региональной энергетики / Л.Д. Гительман, В.В. Добродей, М.В. Кожевников // Экономика региона, 2020. – Т. 16. – № 4. – С. 1208-1223. – DOI: 10.17059/ekon.reg.2020-4-14.
12. Сухарева Е.В. Декарбонизационная политика России в условиях ESG-трансформации мировой энергетики / Е.В. Сухарева, М.В. Кахальников // Общество: политика, экономика, право, 2025. – № 3. – С. 25-33. – DOI: 10.24158/per.2025.3.2.
13. Nosko P. Analysis of ESG Ratings' Methodologies in the Russian Market: Transparency and Convergence Issues. *Contemporary World Economy*, 2024, vol. 2(2), pp. 60-75, DOI: 10.17323/2949-5776-2024-2-2-60-75.
14. Довбий И.П. Финансовые и экономические условия энергоперехода для национальной экономики / И.П. Довбий // Financial Journal, 2022. – Т. 14. – № 5. – С. 25-42. – DOI: 10.31107/2075-1990-2022-5-25-42.
15. Abido M.A. Multiobjective particle swarm optimization for environmental/economic dispatch problem. *Electric Power Systems Research*, 2009, vol. 79(7), pp. 1105-1113, DOI: 10.1016/j.epsr.2009.02.005.
16. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Voropai N., et al. Isolated power system in Russia: A chance for renewable energies? *Renewable Energy*, 2016, vol. 90, pp. 532-541, DOI: 10.1016/j.renene.2016.01.016.
17. Тихомиров А.А. Влияние ESG факторов на эффективность и инвестиционную привлекательность компаний / А.А. Тихомиров, Д.Х. Харчилава // Вестник Алтайской академии экономики и права, 2024. – Т. 2. – № 9. – С. 312-318. – DOI: 10.17513/vaael.3738.
18. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем / Н.И. Воропай // Электричество, 2020. – Т. 7. – № 7. – С. 12-21. – DOI: 10.24160/0013-5380-2020-7-12-21.
19. Browne D., O'Regan B., Moles R. Use of multi-criteria decision analysis to explore alternative domestic energy and electricity policy scenarios in an Irish city-region☆. *Energy*, 2010, vol. 35(2), pp. 518-528, DOI: 10.1016/j.energy.2009.10.020.
20. Munda G. Social multi-criteria evaluation for urban sustainability policies. *Land Use Policy*, 2006, vol. 23(1), pp. 86-94, DOI: 10.1016/j.landusepol.2004.08.012.
21. Шакиров В.А. Методика многокритериального двухуровневого анализа пунктов размещения электростанций / В.А. Шакиров, П.С. Панкратьев // Искусственный интеллект и принятие решений, 2017. – № 1. – С. 69-83.
22. Шутов И.В. Раскрытие сущности категории «Энергетическая безопасность» на примере обеспечения устойчивого и доступного энергообеспечения изолированных районов Дальнего Востока и Арктики / И.В. Шутов // Индустриальная экономика, 2022. – Т. 3. – № 4. – С. 259-263. – DOI: 10.47576/2712-7559_2022_4_3_259.
23. Шакиров В.А. Многокритериальный выбор состава оборудования гибридного энергокомплекса с использованием генетического алгоритма / В.А. Шакиров, И.Н. Погодаева // Системы. Методы. Технологии, 2024. – Т. 62. – № 2. – С. 61-67. – DOI: 10.18324/2077-5415-2024-2-61-67.
24. Gent M., Lamont J. Minimum-Emission Dispatch. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1971, vol. PAS-90(6), pp. 2650-2660, DOI: 10.1109/TPAS.1971.292918.
25. El-Keib A.A., Ma H., Hart J.L. Environmentally constrained economic dispatch using the LaGrangian relaxation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1994, vol. 9(4), pp. 1723-1729, DOI: 10.1109/59.331423.
26. Belton V., Stewart T.J. Multiple Criteria Decision Analysis. Boston, MA: Springer US, 2002, DOI: 10.1007/978-1-4615-1495-4
27. Wüstenhagen R., Wolsink M., Bürer M.J. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 2007, vol. 35(5), pp. 2683-2691, DOI: 10.1016/j.enpol.2006.12.001.
28. Deb K., Pratap A., Agarwal S., Meyarivan T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 2002, vol. 6(2), pp. 182-197, DOI: 10.1109/4235.996017.
29. Zio E., Baraldi P., Pedroni N. Optimal power system generation scheduling by multi-objective genetic algorithms with preferences. *Reliability Engineering & System Safety*, 2009, vol. 94(2), pp. 432-444, DOI: 10.1016/j.ress.2008.04.004.

30. Marzbani F., Abdelfatah A. Economic Dispatch Optimization Strategies and Problem Formulation: A Comprehensive Review. *Energies*, 2024, vol. 17(3), pp. 550, DOI: 10.3390/en17030550.
31. Nyingu B.T., Masike L., Mbukani M.W.K. Multi-Objective Optimization of Load Flow in Power Systems: An Overview. *Energies*, 2025, vol. 18(22), pp. 6056, DOI: 10.3390/en18226056.
32. Keeney R.L. Siting energy facilities. New York, N.Y: Academic Press, 1980, 413 p.
33. Keeney R.L., Raiffa H. Decisions with multiple objectives: preferences and value tradeoffs. Cambridge New York Melbourne: Cambridge University Press, 1993, 569 p.
34. Isihak S., Akpan U., Bhattacharyya S. Prioritizing projects in rural electrification planning: Integrating MAUT with OnSSET. *Energy Strategy Reviews*, 2025, vol. 61, pp. 101807, DOI: 10.1016/j.esr.2025.101807.
35. Winterfeldt D. von, Edwards W. Decision analysis and behavioral research. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1986, 624 p.
36. Edwards W., Barron F.H. SMARTS and SMARTER: Improved Simple Methods for Multiattribute Utility Measurement. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 1994, vol. 60(3), pp. 306-325, DOI: 10.1006/obhd.1994.1087.
37. Saaty T.L. Multicriteria decision making: the analytic hierarchy process; planning, priority setting, resource allocation. New York: McGraw-Hill, 1980, 287 p.
38. Bertsekas D.P. Constrained optimization and Lagrange multiplier methods. Belmont, Mass: Athena Scientific, 1996, 395 p.
39. Kuhn H.W., Tucker A.W. Nonlinear programming. *Proceedings of the Second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, 1951, pp. 481–492.
40. Васильев Ф.П. Методы оптимизации / Ф.П. Васильев. – Москва: Издательство «Факториал Пресс», 2002. – 824 с.

Панкратьев Павел Сергеевич. Кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры энергетики Братского государственного университета, AuthorID: 721258, SPIN: 9514-3134, ORCID: 0000-0002-0921-7842, scud33@inbox.ru. 665709, г. Братск, ул. Макаренко, д. 40.

UDC 519.816: 519.863: 621.311.16

DOI:10.25729/ESI.2026.43.3.009

Development of a hybrid method for optimal electric load distribution considering hard-to-formalize factors

Pavel S. Pankratev

Bratsk state university, Russia, Bratsk, scud33@inbox.ru

Abstract. Optimal distribution of electric loads between energy sources is a crucial process enabling the minimization of financial costs for the energy supplier at the current demand level. This process, internationally known as economic dispatch, is traditionally built on the principle of equality of incremental fuel costs, which allows for determining the optimal power allocation in terms of achieving economic efficiency. However, the modern state of the energy sector, characterized by global ESG transformation and the implementation of Corporate Social Responsibility (CSR) principles, requires considering not only direct economic indicators but also socio-environmental ones. The latter are often hard to formalize or entirely non-formalizable, introducing significant complexity to the optimization process. These conditions necessitate the involvement of a Decision Maker (DM) with their inherent internal value system. Under these circumstances, the traditional cost-minimization approach becomes insufficient, dictating the need for new hybrid methods. This article proposes a hybrid method for power allocation based on the synthesis of the classical Lagrange multiplier method, generalized by Karush–Kuhn–Tucker (KKT) conditions, and Multi-Attribute Utility Theory (MAUT). The scientific novelty of the approach lies in the direct integration of a multi-attribute value function, reflecting the DM's subjective preferences, into the structure of the optimization problem. To validate the developed hybrid method, an isolated power system with a total load of 500 MW was modeled. The optimization problem in a static formulation was solved for two scenarios: a baseline scenario (minimizing fuel costs) and a socially-oriented scenario (considering DM participation with an active constraint on the value function level $V \geq 0.60$). The results showed that meeting the DM requirements at a value level of 0.60 leads to a substantial reconfiguration of the energy balance,

substituting 43% of base-load coal generation with gas power capacity. It is demonstrated that the resulting cost increase (by 22%) is compensated by achieving the required level of social value. The calculated values of dual variables (Lagrange multipliers) are interpreted as "shadow prices" of non-formalizable constraints, reflecting the marginal cost of improving the socio-environmental situation.

Keywords: optimal load distribution, economic dispatch, system analysis, Multi-Attribute Utility Theory (MAUT), Lagrange multiplier method, Karush-Kuhn-Tucker conditions, shadow price, decision making

References

1. Wood A.J., Wollenberg B.F., Sheblé G.B. Power generation, operation and control. Hoboken: IEEE Wiley, 2014, 658 p.
2. Happ H.H. Optimal power dispatch – A comprehensive survey. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1977, vol. 96(3), pp. 841-854, DOI: 10.1109/T-PAS.1977.32397.
3. Abido M.A. Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, vol. 18(4), pp. 1529-1537, DOI: 10.1109/TPWRS.2003.818693.
4. Talaq J.H., El-Hawary F., El-Hawary M.E. A summary of environmental/economic dispatch algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, vol. 9(3), pp. 1508-1516, DOI: 10.1109/59.336110.
5. Voropai N.I. Multi-Criteria Problems in Electric Power System Expansion Planning. Energy Systems Research, 2018, vol. 1(2), pp. 27-34, DOI: 10.25729/esr.2018.02.0003.
6. Gornshtein V.M., Miroshnichenko B.P., Ponomarev A.V. Metody optimizatsii rezhimov energosistem [Methods of optimization of power system operating modes]. Moscow: Energiya, 1981, 336 p.
7. Kapranova L.D., Polishchuk O.A. ESG-transformatsiya kak paradigma ustoychivogo razvitiya ekonomiki Rossii [ESG transformation as a paradigm of sustainable development of the Russian economy]. Vestnik Evraziyskoy nauki [Bulletin of Eurasian Science], 2023, vol. 15, no. 3, pp. 1–17.
8. Kodaneva S.I. Energeticheskiy perekhod: perspektivy i mekhanizmy realizatsii [Energy transition: prospects and implementation mechanisms]. Rossiya i sovremennyy mir [Russia and the modern world], 2022, no. 4, pp. 162–183, DOI: 10.31249/rsm/2022.04.09.
9. Zhang L., Xu S., Chen J., Li H., et al. The impact of ESG ratings on corporate overseas performance: A quasi-experiment based on a staggered DID model. Economic Analysis and Policy, 2025, vol. 88, pp. 1453-1466, DOI: 10.1016/j.eap.2025.10.023.
10. Pollitt M.G. The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment. Review of Industrial Organization, 2019, vol. 55(1), pp. 63-87, DOI: 10.1007/s11151-019-09682-w.
11. Gitelman L.D., Dobrodey V.V., Kozhevnikov M.V. Instrumenty ustoychivogo razvitiya regional'noy energetiki [Tools for sustainable development of regional energy]. Ekonomika regiona [Economy of region], 2020, vol. 16, no. 4, pp. 1208-1223, DOI: 10.17059/ekon.reg.2020-4-14.
12. Sukhareva E.V., Kakhal'nikov M.V. Dekarbonizatsionnaya politika Rossii v usloviyakh ESG-transformatsii mirovoy energetiki [Russia's decarbonization policy in the context of ESG transformation of global energy]. Obshchestvo: politika, ekonomika, pravo [Society: politics, economics, law], 2025, no. 3, pp. 25-33, DOI: 10.24158/pep.2025.3.2.
13. Nosko P. Analysis of ESG Ratings' Methodologies in the Russian Market: Transparency and Convergence Issues. Contemporary World Economy, 2024, vol. 2(2), pp. 60-75, DOI: 10.17323/2949-5776-2024-2-2-60-75
14. Dovbiy I.P. Finansovyye i ekonomicheskiye usloviya energoperekhoda dlya natsional'noy ekonomiki [Financial and economic conditions of energy transition for the national economy]. Financial Journal, 2022, vol. 14, no. 5, pp. 25–42, DOI: 10.31107/2075-1990-2022-5-25-42.
15. Abido M.A. Multiobjective particle swarm optimization for environmental/economic dispatch problem. Electric Power Systems Research, 2009, vol. 79(7), pp. 1105-1113, DOI: 10.1016/j.epsr.2009.02.005.
16. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K., Voropai N., et al. Isolated power system in Russia: A chance for renewable energies? Renewable Energy, 2016, vol. 90, pp. 532-541, DOI: 10.1016/j.renene.2016.01.016.
17. Tikhomirov A.A., Kharchilava D.Kh. Vliyaniye ESG faktorov na effektivnost' i investitsionnyu privlekatel'nost' kompaniy [The impact of ESG factors on the efficiency and investment attractiveness of companies]. Vestnik Altayskoy akademii ekonomiki i prava [Bulletin of the Altai Academy of Economics and Law], 2024, vol. 2, no. 9, pp. 312–318, DOI: 10.17513/vaael.3738.
18. Voropai N.I. Napravleniya i problemy transformatsii elektroenergeticheskikh sistem [Directions and problems of transformation of electric power systems]. Elektrichestvo [Electricity], 2020, vol. 7, no. 7, pp. 12–21, DOI: 10.24160/0013-5380-2020-7-12-21.
19. Browne D., O'Regan B., Moles R. Use of multi-criteria decision analysis to explore alternative domestic energy and electricity policy scenarios in an Irish city-region☆. Energy, 2010, vol. 35(2), pp. 518-528, DOI: 10.1016/j.energy.2009.10.020.

20. Munda G. Social multi-criteria evaluation for urban sustainability policies. *Land Use Policy*, 2006, vol. 23(1), pp. 86–94, DOI: 10.1016/j.landusepol.2004.08.012.
21. Shakirov V.A., Pankrat'yev P.S. Metodika mnogokriterial'nogo dvukhurovneвого analiza punktov razmeshcheniya elektrostantsiy [Methodology of multi-criteria two-level analysis of power plant locations]. *Iskusstvennyy intellekt i prinyatiye resheniy* [Artificial intelligence and decision making], 2017, no. 1, pp. 69–83.
22. Shutov I.V. Raskrytiye sushchnosti kategorii "Energeticheskaya bezopasnost'" na primere obespecheniya ustoychivogo i dostupnogo energoobespecheniya izolirovannykh rayonov Dal'nego Vostoka i Arktiki [Disclosure of the essence of the category "Energy security" on the example of ensuring sustainable and affordable energy supply to isolated areas of the Far East and the Arctic]. *Industrial'naya ekonomika* [Industrial economics], 2022, vol. 3, no. 4, pp. 259–263, DOI:10.47576/2712-7559_2022_4_3_259.
23. Shakirov V.A., Pogodayeva I.N. Mnogokriterial'nyy vybor sostava oborudovaniya gibridnogo energokompleksa s ispol'zovaniyem geneticheskogo algoritma [Multi-criteria selection of equipment composition for a hybrid energy complex using a genetic algorithm]. *Sistemy. Metody. Tekhnologii* [Systems. Methods. Technologies], 2024, vol. 62, no. 2, pp. 61–67, DOI:10.18324/2077-5415-2024-2-61-67.
24. Gent M., Lamont J. Minimum-Emission Dispatch. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1971, vol. PAS-90(6), pp. 2650–2660, DOI:10.1109/TPAS.1971.292918.
25. El-Keib A.A., Ma H., Hart J.L. Environmentally constrained economic dispatch using the LaGrangian relaxation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1994, vol. 9(4), pp. 1723–1729, DOI:10.1109/59.331423.
26. Belton V., Stewart T.J. Multiple Criteria Decision Analysis. Boston, MA: Springer US, 2002, DOI:10.1007/978-1-4615-1495-4.
27. Wüstenhagen R., Wolsink M., Bürer M.J. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 2007, vol. 35(5), pp. 2683–2691, DOI:10.1016/j.enpol.2006.12.001.
28. Deb K., Pratap A., Agarwal S., Meyarivan T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 2002, vol. 6(2), pp. 182–197, DOI:10.1109/4235.996017.
29. Zio E., Baraldi P., Pedroni N. Optimal power system generation scheduling by multi-objective genetic algorithms with preferences. *Reliability Engineering & System Safety*, 2009, vol. 94(2), pp. 432–444, DOI:10.1016/j.ress.2008.04.004.
30. Marzbani F., Abdelfatah A. Economic Dispatch Optimization Strategies and Problem Formulation: A Comprehensive Review. *Energies*, 2024, vol. 17(3), pp. 550, DOI:10.3390/en17030550.
31. Nyingu B.T., Masike L., Mbukani M.W.K. Multi-Objective Optimization of Load Flow in Power Systems: An Overview. *Energies*, 2025, vol. 18(22), pp. 6056, DOI:10.3390/en18226056.
32. Keeney R.L. Siting energy facilities. New York, N.Y: Academic Press, 1980, 413 p.
33. Keeney R.L., Raiffa H. Decisions with multiple objectives: preferences and value tradeoffs. Cambridge New York Melbourne: Cambridge University Press, 1993, 569 p.
34. Isihak S., Akpan U., Bhattarcharyya S. Prioritizing projects in rural electrification planning: Integrating MAUT with OnSSET. *Energy Strategy Reviews*, 2025, vol. 61, pp. 101807, DOI:10.1016/j.esr.2025.101807.
35. Winterfeldt D. von, Edwards W. Decision analysis and behavioral research. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1986, 624 p.
36. Edwards W., Barron F.H. SMARTS and SMARTER: Improved Simple Methods for Multiattribute Utility Measurement. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 1994, vol. 60(3), pp. 306–325, DOI:10.1006/obhd.1994.1087.
37. Saaty T.L. Multicriteria decision making: the analytic hierarchy process ; planning, priority setting, resource allocation. New York: McGraw-Hill, 1980, 287 p.
38. Bertsekas D.P. Constrained optimization and Lagrange multiplier methods. Belmont, Mass: Athena Scientific, 1996, 395 p.
39. Kuhn H.W., Tucker A.W. Nonlinear programming. *Proceedings of the Second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, 1951, pp. 481–492.
40. Vasil'yev F.P. Metody optimizatsii [Optimization methods]. Moscow: Izdatel'stvo "Faktorial Press", 2002, 824 p.

Pankratev Pavel Sergeevich. Ph.D., Associate Professor, Associate Professor of the Department of Power Engineering, Bratsk State University. AuthorID: 721258, SPIN: 9514-3134, ORCID: 0000-0002-0921-7842, scud33@inbox.ru. 665709, Bratsk, 40 Makarenko St.

Статья поступила в редакцию 02.03.2026; одобрена после рецензирования 17.03.2026; принята к публикации 01.08.2026.

The article was submitted 03/02/2026; approved after reviewing 03/17/2026; accepted for publication 08/01/2026.