



Научная статья
УДК 621.311
EDN: OSHSWU
DOI: 10.21285/1814-3520-2023-4-760-772

Оптимизация нормального режима работы электрической системы с возобновляемыми источниками энергии на примере Монголии

А.Г. Русина¹, Т. Осгонбаатар^{2✉}, Г.С. Бондарчук³, П.В. Матрёнин⁴

¹⁻⁴Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Резюме. Цель – разработка алгоритма оптимизации режимов работы электроэнергетической системы Монголии. Объектом исследований выбрана центральная энергосистема Монголии, включающая традиционные тепловые электростанции и возобновляемые источники (ветровые и солнечные электростанции). На нее приходится большая доля потребления и генерации электрической энергии в Монголии. Для минимизации финансовых расходов и потерь активной мощности при производстве электроэнергии на тепловых электростанциях был выбран метод линейного программирования, для минимизации потерь мощности – метод Ньютона. Также в работе использованы графики нагрузки каждого узла исследуемой энергосистемы для ее моделирования на основе ранговой модели. Графики нагрузки прогнозируются с помощью ансамблевых алгоритмов машинного обучения. Показано, что после оптимизации по критерию минимизации потерь мощности в сети потери электроэнергии составили 3,05% от общего электропотребления (при потерях электроэнергии в базовом варианте 3,12% и средней цене продажи тепловых электростанций 0,51 единицы). Таким образом, снижение потерь составило 0,07 процентных пункта или 2,24%. Также по критерию минимизации затрат средняя цена продажи электроэнергии составила 0,49 единицы, то есть уменьшилась на 3,92%. Средние потери электрической энергии в сети снизились на 0,6%. Экспериментально обосновано, что предложенные алгоритмы могут быть применены к оптимизации распределения мощности между тепловыми электростанциями по заданным критериям. Программная реализация предложенных алгоритмов выполнена с помощью библиотеки Pandapower на языке программирования Python, что позволяет создать единую систему предиктивной аналитики режимов работы энергосистемы.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, тепловые электростанции, возобновляемые источники энергии, прогнозирование, оптимизация

Финансирование: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 22-79-00181).

Для цитирования: Русина А.Г., Осгонбаатар Т., Бондарчук Г.С., Матрёнин П.В. Оптимизация нормального режима работы электрической системы с возобновляемыми источниками энергии на примере Монголии // iPolytech Journal. 2023. Т. 27. № 4. С. 760–772. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2023-4-760-772>. EDN: OSHSWU.

POWER ENGINEERING

Original article

Optimization of normal operation mode of an electric system with renewable energy sources in Mongolia

Anastasiya G. Rusina¹, Tuvshin Osgonbaatar^{2✉}, Gleb S. Bondarchuk³, Pavel V. Matrenin⁴

¹⁻⁴Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

Abstract. This article is aimed at developing an algorithm for optimizing the operation modes of the electric power system of Mongolia, particularly the central power system that include not only conventional thermal power plants, but also renewable sources (wind and solar power plants). This power system accounts for a large share of electricity consumption and generation in Mongolia. The method of linear programming was chosen to minimize financial costs and active power

losses during power generation at thermal power plants, while Newton's method was used to minimize power losses. In addition, the article uses load schedules of each node of the studied power system for its modeling based on the ranking model. Load graphs are predicted using ensemble machine learning algorithms. After the optimization by the criterion of power loss minimization in the grid, power losses were found to be 3.05% of the total power consumption (with power losses in the basic variant of 3.12% and the average selling price of thermal power plants of 0.51 units). Thus, the reduction in losses amounted to 0.07 percentage points, or 2.24%. In terms of the cost minimization criterion, the average selling price of electricity was 0.49 units, i.e., decreased by 3.92%. Average losses of electric power in the grid decreased by 0.6%. According to empirical data, the suggested algorithms can be applied to the optimization of power distribution between thermal power plants by given criteria. The suggested algorithms are implemented using pandapower, a Python-based tool for power system analysis, thus creating a unified system of predictive analytics of power system operation modes.

Keywords: electric power system, thermal power plants, renewable energy sources, forecasting, optimization

Funding: The study was funded by the grant from the Russian Science Foundation (project no. 22-79-00181).

For citation: Rusina A.G., Osgonbaatar T., Bondarchuk G.S., Matrenin P.V. Optimization of normal operation mode of an electric system with renewable energy sources in Mongolia. *iPolytech Journal*. 2023;27(4):760-772. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2023-4-760-772>. EDN: OSHSWU.

ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема требует не только более высокой надежности и стабильности, но и эффективности. Например, минимизация производственных затрат, расхода топлива и потерь в сети влияет на эффективность энергосистемы. Кроме того, необходимо учитывать влияние на окружающую среду от производства и передачи электроэнергии. Таким образом, всегда требуется оптимальное решение для обеспечения как эффективности, так и надежности энергосистемы. Основной целью оптимизации является поиск наилучшего решения, удовлетворяющего определенным критериям при планировании режимов работы энергосистемы. Управление любой энергосистемой без оптимизации не будет в полном объеме обеспечивать максимальную экономичность режима и достаточную надежность энергоснабжения потребителей [1]. Имеется большое количество публикаций в периодической печати и материалах конференций, посвященных решению задач оптимизации, в которых достаточно подчеркивается актуальность проблемы.

Во многих работах [2–11] уделяется внимание разработке методологии оптимизации и их применению. В настоящее время используются различные методы, в общем классифицируемые как детерминированные и стохастические. Также методы можно разделить на однокритериальные и многокритериальные задачи, так как для оптимизационных задач имеют значение число и вид критериев эффективности.

Детерминированные методы более целесообразны для простых систем. Поведение простых систем предсказуемо, если известны текущие состояния ее элементов и законы преобразования информации, циркулирующей между ними. В таком случае задача

поиска наилучшего решения сводится к перебору всех возможных решений и выбору наиболее оптимального. Основными видами детерминированных методов являются линейное программирование [12, 13], нелинейное программирование, включая градиентные методы [14], метод множителей Лагранжа [15] и методы динамического программирования [16, 17]. Для энергетических задач оптимизации часто применяются методы нелинейного программирования, наибольшее распространение получили метод множителей Лагранжа и градиентные методы. В задаче оптимизации сложных или хаотических систем могут применяться стохастические методы [5, 6, 8, 18], такие как генетические алгоритмы [19–21], метод случайного поиска [22], алгоритм имитации отжига [23, 24] и другие.

В энергетике большое внимание уделяется оптимизации краткосрочных режимов энергосистемы, в том числе суточному планированию, поскольку оно является одной из главных функций диспетчерского управления и его планирования. В краткосрочной перспективе решается ряд режимных задач, в том числе выбор оптимального состава генерирующего оборудования и размещение резервов мощности на нем, распределение активной и реактивной мощностей между источниками, минимизация потерь в сетях и разработка оптимальных энергетических балансов. Также регулирование частоты и напряжения осуществляется с помощью методов оптимизации. Имеются научные и инженерные предложения по алгоритмам решения данного направления, ряд из которых предлагается ниже.

В работах [25, 26] авторы с помощью применения методов линейного программирования определили режимное условие,

которое гарантирует некоторые минимальные критерии для таких показателей, как расход топлива, затраты производства электроэнергии, воздействие на окружающую среду. Особенность работы в том, что отражено участие возобновляемых источников и традиционной тепловой электростанции с учетом соответствующих 24 ограничений. В качестве примера использования нелинейного программирования предлагается работа [15]. С помощью метода множителей Лагранжа был рассчитан оптимальный баланс электроэнергии для энергосистемы штата Джорджия, США. В данной работе представлен алгоритм снижения затрат и выбросов при выработке электроэнергии в целой энергосистеме.

В работах [18, 19] авторы поставили задачу минимизации эксплуатационных затрат теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) при выработке как электроэнергии, так и теплоты. Оптимальное планирование выработки электроэнергии и тепла в системе ТЭЦ решалось с использованием нескольких стохастических методов, включая генетические алгоритмы: алгоритм роя частиц, алгоритм дифференциальной эволюции и др. Сравнительный результат показывает, что использованные алгоритмы стохастических методов могут быть применены для решения экономической и экологической диспетчеризации ТЭЦ. В работе [27] авторы использовали генетические алгоритмы, которые позволили оптимизировать конфигурацию электрической сети с распределенными источниками. Они сделали вывод, что при планировании режимов предложенный алгоритм может быть использован для минимизации затрат на покрытие потерь энергосистемы, состоящей из возобновляемых источников энергии. В работах [28, 29] для выбора варианта размещения компенсирующих установок реактивной мощности предложено использование алгоритма роевого интеллекта, а именно алгоритм роя частиц (Particle Swarm Optimization, PSO). Предложенный алгоритм позволил снизить потери активной мощности и стал более эффективной моделью оптимизации.

На основе работ, приведенных в списке литературных источников, можно сделать следующие выводы: детерминированные методы способны давать определенное решение в случае простых систем, но не могут обрабатывать большое количество переменных в сложном признаковом пространстве. Этот

класс методов имеет ряд недостатков, в том числе требование дифференцируемости и монотонности целевой функции, необходимость хорошего начального приближения для нахождения глобального экстремума целевой функции, требование большого времени вычисления [10, 19]. Для устранения таких недостатков разрабатываются стохастические методы на основе машинного обучения, которые могут применяться в задачах в более сложном пространстве с большим числом переменных. Стоит отметить, что при отсутствии стохастических характеристик или непредсказуемых условий не рекомендуется применять данные методы, чтобы не усложнять вычисление оптимизации. Не существует одного оптимального алгоритма для конкретной цели, и они никогда не дают наилучшего результата. Для усовершенствования моделей постоянно требуются новые подходы и модификации, что усложняет их реализацию.

В качестве объекта исследования выбрана центральная энергосистема, где расположено большинство частей генерации и потребления электроэнергии в Монголии. На данный момент установленная мощность данной энергосистемы составляет 1488 МВт, из которых 84% или 1243 МВт генерируются тепловыми электростанциями, а остальные 16%, или 245 МВт, – возобновляемыми источниками, такими как солнечные и ветровые. По статистике, в 2022 г. общая выработка электроэнергии данной энергосистемы составила 7,83 млн МВт·ч, из них 92% произведено ТЭЦ, а 8% – возобновляемыми источниками. Данная энергосистема соединилась с Единой энергетической системой (ЕЭС) России через ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан, которая обеспечивает баланс мощности, регулировку напряжения, и показатели качества электроэнергии так же, как и в шинах бесконечной мощности. Импорт электроэнергии из России и Китая составил около 20% общего электропотребления энергосистемы [30]. В настоящее время в центральной энергосистеме отсутствуют быстроманевренные агрегаты для покрытия нерегулярной части суточного графика нагрузки, такие как гидроэлектростанция или гидроаккумулирующая электростанция.

С точки зрения будущего состояния энергосистемы среднегодовые темпы роста электропотребления составляют 7,4%. В соответствии с растущей потребностью правительство Монголии рассматривает несколько

проектов строительства электростанций в ближайшем будущем, в том числе 1150 МВт – ТЭЦ и конденсационные электростанции, а также 300 МВт – ГЭС. Для сокращения выбросов парниковых газов, связанных с энергетикой, ставится цель увеличить объем мощностей возобновляемой энергии на 30% к 2030 г. [30].

Очевидно, что по мере увеличения доли возобновляемых источников помимо потребления электроэнергии будет возникать дополнительная неопределенность на стороне производства электроэнергии. Также традиционные тепловые электростанции будут играть основную роль как в настоящем, так и в будущем. Таким образом, задача оптимального распределения активной мощности между тепловыми электростанциями с учетом возобновляемых источников энергии актуальна для объекта исследования. Целью исследования является разработка алгоритма оптимизации режимов работы центральной энергосистемы Монголии с помощью методов программирования.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Целями планирования графиков выработки ТЭЦ в суточном интервале является минимизация финансовых затрат энергосистемы и потерь мощности в сети при производстве электроэнергии в определенных ограничениях. Математическая формулировка минимизации средней цены продажи электроэнергии на тепловых электростанциях имеет следующий вид:

$$C = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) \rightarrow \min.$$

Минимизация потерь мощности в сети:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^N L_i(P_i) \rightarrow \min,$$

где N – число электростанций; C_i – стоимость выработки i -й электростанции, руб/МВт; P_i – мощность i -й электростанции, МВт; ΔP – потери мощности в сети, МВт.

В случае минимизации финансового расхода единого покупателя в суточном интервале целевая функция будет определяться следующим выражением:

$$C_{CHP} \sum_{t=1}^{24} P_{CHP_t} + C_{PV} \sum_{t=1}^{24} P_{PV_t} + C_{WP} \sum_{t=1}^{24} P_{WP_t} + C_{imp} \sum_{t=1}^{24} P_{imp_t} \rightarrow \min.$$

При минимизации потерь электроэнергии

в суточном интервале целевая функция имеет следующий вид:

$$\sum_{t=1}^{24} L(P_{CHP_t}, P_{PV_t}, P_{WP_t}, P_{imp_t}, P_{load_t}) \rightarrow \min,$$

где C_{CHP} – средняя стоимость электроэнергии, выработанной на ТЭЦ, руб/МВт; P_{CHP_t} – потребляемая мощность от всех ТЭЦ в t -й час, МВт; C_{PV} – средняя стоимость электроэнергии, выработанной солнечной электростанцией (СЭС), руб/МВт; P_{PV_t} – потребляемая мощность от СЭС в t -й час, МВт; C_{WP} – средняя стоимость электроэнергии, выработанной на ветряной электростанции (ВЭС), руб/МВт; P_{WP_t} – потребляемая мощность от ВЭС в t -й час, МВт; C_{imp} – стоимость импортируемой электроэнергии из ЕЭС России, руб/МВт; P_{imp_t} – импортируемая мощность в t -й час, МВт; P_{load_t} – потребление электроэнергии в t -й час, МВт.

В общем случае мощности P_{PV} и P_{WP} , вырабатываемые возобновляемыми источниками, не могут быть отнесены к зависимым переменным в силу их природных особенностей, т.е. они не регулируются. Без учета инвестиционных затрат их стоимости C_{PV} , C_{WP} невелики, в отличие от традиционных тепловых электростанций C_{CHP} . Таким образом, мощности ТЭЦ P_{CHP} будут играть роль зависимых переменных в поставленных задачах.

В качестве уравнения ограничений должны быть наложены следующие ограничения.

По диапазону выработки каждой электростанции:

$$P_{\min i} \leq P_i \leq P_{\max i},$$

где $P_{\min i}$ – техническая минимальная мощность, МВт; $P_{\max i}$ – техническая максимальная мощность i -й ТЭЦ, МВт.

По потокам по ВЛ (воздушным линиям):

$$P_{\min j}^L \leq P_j^L \leq P_{\max j}^L, j = 1 \dots M,$$

где $P_{\min j}^L, P_{\max j}^L$ – предельные значения потоков мощности по j -й ВЛ.

По балансу мощности энергосистемы:

$$P_k^{gen} - P_k^{load} = V_k \sum_{k'=1}^K V_{k'} [G_{kk'} \cos(\delta_{kk'}) + B_{kk'} \sin(\delta_{kk'})];$$

$$Q_k^{gen} - Q_k^{load} = V_k \sum_{k'=1}^K V_{k'} [G_{kk'} \sin(\delta_{kk'}) - B_{kk'} \cos(\delta_{kk'})].$$

где $k, k' = (1 \dots K)$ – номер узлов; P_k^{gen}, Q_k^{gen} – активная и реактивная мощность на k -ом узле, МВт; P_k^{load}, Q_k^{load} – активная и реактивная нагрузка на k -ом узле, МВт; $V_k, V_{k'}$ – напряжения узлов

k и k' , В; $\delta_{kk'}$ – разность фаз напряжений узлов k и k' , рад; $G_{kk'}$, $B_{kk'}$ – проводимость и сопротивление ветви между узлами k и k' , См и Ом, соответственно.

Стоит отметить, что в задаче минимизации финансовых затрат энергосистемы необходима линеаризация уравнения баланса мощности. После линеаризации уравнение баланса мощности для центральной энергосистемы Монголии можно записать в следующем виде:

$$\sum_{t=1}^{24} P_{CHP_t} + \sum_{t=1}^{24} P_{PV_t} + \sum_{t=1}^{24} P_{WP_t} \pm \sum_{t=1}^{24} P_{FLOW_t} = \sum_{t=1}^{24} P_{LOAD_t},$$

где P_{FLOW_t} – количество перетока между центральной энергосистемой и ЕЭС России в t -й час, МВт; P_{LOAD} – потребление электроэнергии центральной энергосистемы в t -й час, МВт.

В задаче минимизации потери мощности энергосистемы не требуется линеаризация уравнения баланса мощности и других уравнений, так как метод линейного программирования неприменим и уравнение связи – нелинейное. В поставленной задаче подходят детерминированные методы, поскольку отсутствуют стохастические характеристики.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В силу особенности рыночных отношений в задаче минимизации финансовых затрат был выбран метод линейного программирования, для минимизации потерь мощности – метод Ньютона, так как имеется квадратичная характеристика.

Метод линейного программирования. При решении проблемы оптимизации, в том числе энергетических задач, наиболее распространенным методом является линейное программирование. На практике большинство процессов в энергосистеме можно описать функцией, состоящей из одной или нескольких линейных зависимостей, т.е. целевая функция и ее ограничения имеют вид линейного уравнения. В таком случае применение линейного программирования подходит для задач оптимизации [11]. В общем случае линейное программирование может быть выражено в стандартной матричной форме:

$$F(X) = aX + b \rightarrow extr,$$

при ограничении

$$\begin{vmatrix} X \leq B_1 \\ X = B_2 \\ B_3 \leq X \leq B_4 \end{vmatrix},$$

где $F(X)$ – целевая функция; X – зависимая переменная; B – значение ограничения.

Симплекс-метод – широко используемый алгоритм из методов линейного программирования в оптимизационных задачах. Суть данного алгоритма состоит в переборе вершин выпуклого многогранника в многомерном пространстве. Математическая формулировка целевой функции имеет следующий вид:

$$F(X) = b + \sum_{i=1}^N \alpha_i X_i \rightarrow extr,$$

где b – свободный член; α_i – коэффициенты.

Преимущество симплекс-метода заключается в том, что он проще в реализации и требует небольших вычислений по сравнению с другими методами, как линейными, так и нелинейными. С другой стороны, точность результата напрямую зависит от качества исходных переменных, т.е. чем хуже точность исходных переменных, тем больше погрешность модели.

Метод Ньютона второго порядка. Метод Ньютона второго порядка может использоваться в задачах поиска экстремумов функций. Метод также может быть применен для решения систем нелинейных уравнений с несколькими переменными. Алгоритм данного метода реализуется следующими шагами:

1. Задать начальное приближение x_0 для корня уравнения.
2. Вычислить значение функции $f(x)$ и ее производной $f'(x)$ в точке x_0 .
3. Вычислить значение второй производной $f''(x)$ в точке x_0 .
4. Вычислить следующее приближение x_1 для корня уравнения по формуле:

$$x_1 = x_0 - \left(\frac{f'(x_0)}{f''(x_0)} \right).$$

5. Повторять шаги 2–4 до достижения необходимой точности или заданного количества итераций.

На практике в большинстве случаев с помощью данного метода решаются задачи как минимизации потерь мощности в сетях, так и расчета установившегося режима электроэнергетической системы. В случае, когда данный метод применяется для решения задач минимизации потерь в сетях, необходимо сначала определить функцию потерь мощности и ее частные производные по переменным. Затем начальное приближение выбирается в соответствии с требованиями задачи. Далее, метод Ньютона второго порядка применяется для отыскания значения минимума функции

потерь мощности. Этот процесс итерации повторяется до тех пор, пока не будет достигнуто условие сходимости или достигнута заданная точность.

Для моделирования нормального режима работы энергосистемы с использованием метода Ньютона необходимо задать начальные значения параметров электрической сети, например напряжение на узлах и состояния схемы, а затем запустить алгоритм решения системы уравнений, который будет итеративно корректировать значения параметров до достижения установившегося режима. На рис. 1 показана блок-схема алгоритма Ньютона второго порядка.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Оптимизация распределения мощности между тепловыми электростанциями осуществлялась по двум вариантам, направленным на снижение потерь в

сети методом Ньютона и минимизации финансовых затрат энергосистемы методом линейного программирования. Расчеты были проведены на реальной схеме центральной энергосистемы, представленной на рис. 2. В качестве балансирующего узла выбрана подстанция Селендума, которая находится на территории России (Бурятия).

В расчете использовались фактические параметры оборудования, такого как воздушные линии, автотрансформаторы и трансформаторы. Исходные данные по источникам приведены в табл. 1.

Без суточных графиков энергопотребления как энергосистемы, так и ее узлов, а также графиков выработки возобновляемых источников, поставленная задача невыполнима. Таким образом, в данной работе использованы модели этих графиков, построенные ансамблевым алгоритмом машинного обучения и методом ранговых моделей [31].

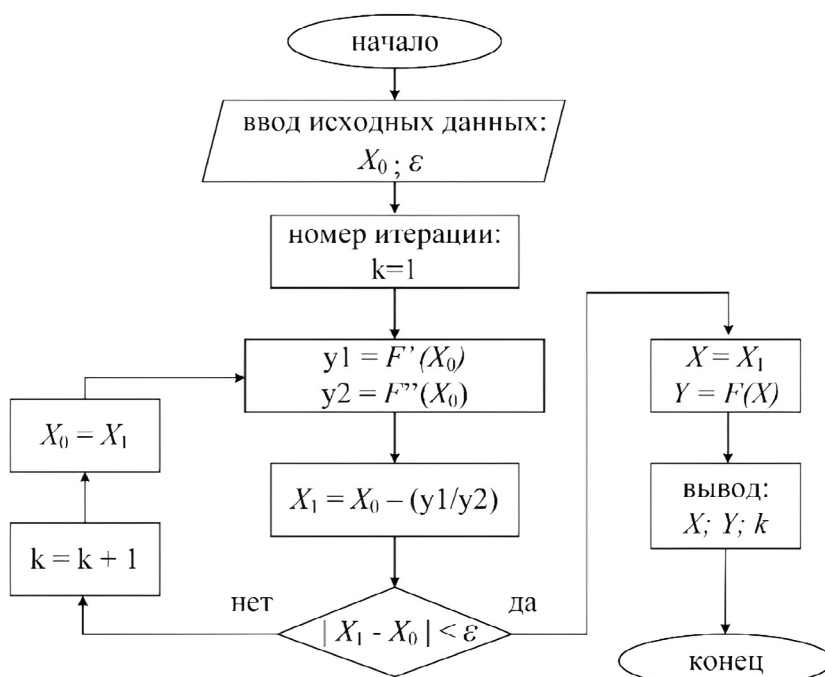


Рис. 1. Блок-схема метод Ньютона второго порядка
Fig. 1. Newton-Raphson method block diagram

Таблица 1. Данные об электростанциях и импорте из ЕЭС России

Table 1. Data on power plants and imports from the Russian Unified Energy System

Название	P_{\max} , МВт	P_{\min} , МВт	Цена, руб/кВт·ч	Цена / о.е.
ТЭЦ-2	22	18	1966	0,82
ТЭЦ-3	176	168	1037	0,43
ТЭЦ-4	740	500	881	0,36
ТЭЦ-Дархан	62	60	1616	0,66
ТЭЦ-Эрдэнэт	60	58	1943	0,81
ТЭЦ-ГОК	42	40	1978	0,82
Импорт	350	–	7396	3,07

Примечание: о.е. – относительные единицы, цена выработки ТЭЦ или импорта относительно среднего значения, ГОК – горнообогатительный комплекс.

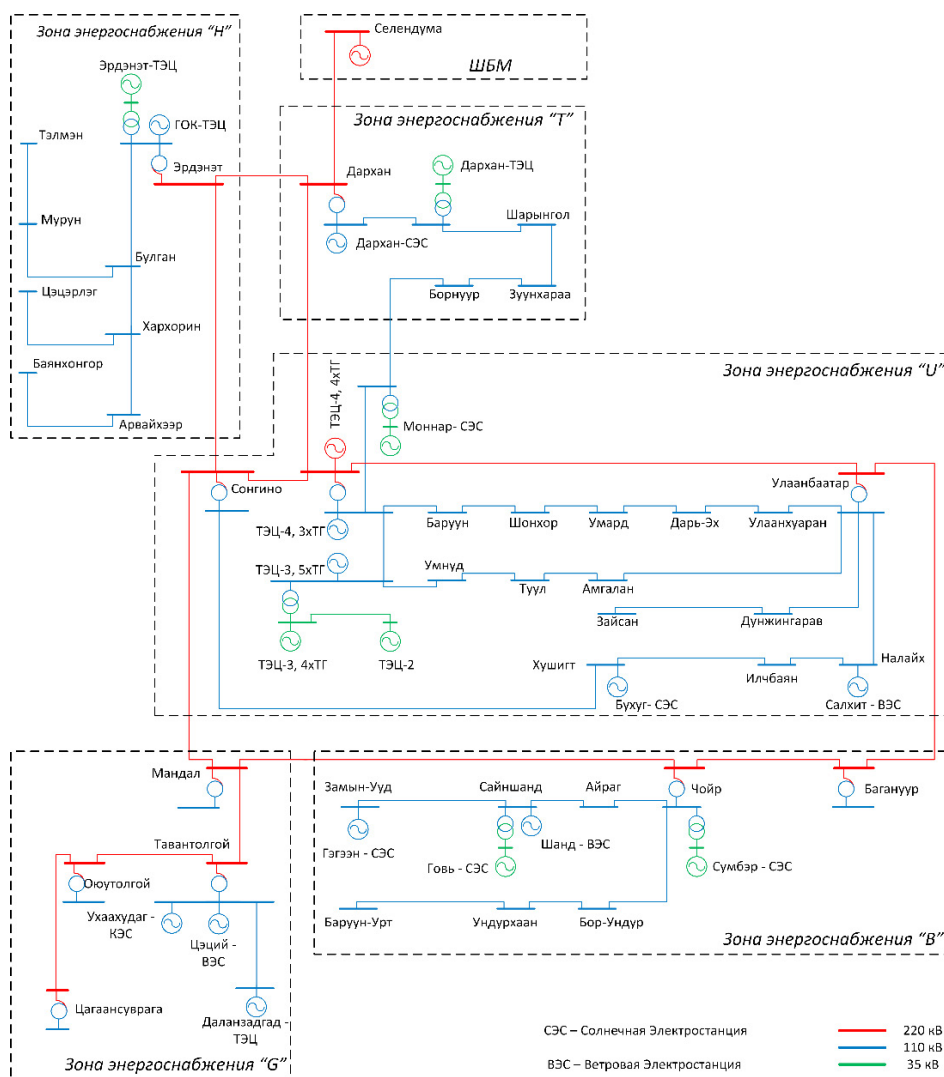


Рис. 2. Расчетная схема центральной энергосистемы Монголии
Fig. 2. Nodalization diagram of the central power system of Mongolia

Проведен эксперимент на 12-ти таких моделях суточных графиков, т.е. расчет установившегося режима проводился на 288 точках.

В первом случае активная мощность распределена между тепловыми электростанциями по действующему алгоритму на практике. Речь идет о базовой версии без оптимизации. На рис. 3 представлен график

потерь мощности рассматриваемого временного ряда.

Видно, что совпадают результаты расчетов, выполненных двумя способами. Из этого следует, что результаты ПК Rastrwin подтверждают возможность использования языка программирования Python в поставленных задачах.

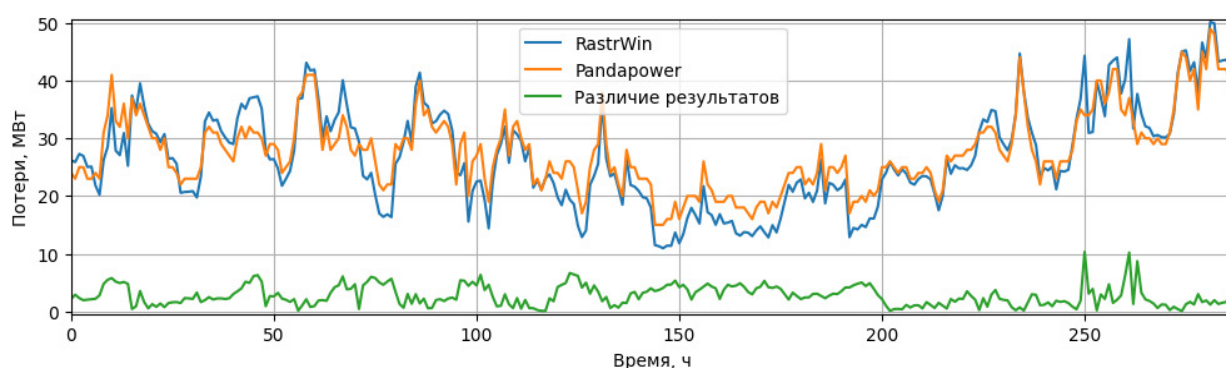


Рис. 3. График потерь мощности центральной энергосистемы
Fig. 3. Graph of central power system power losses

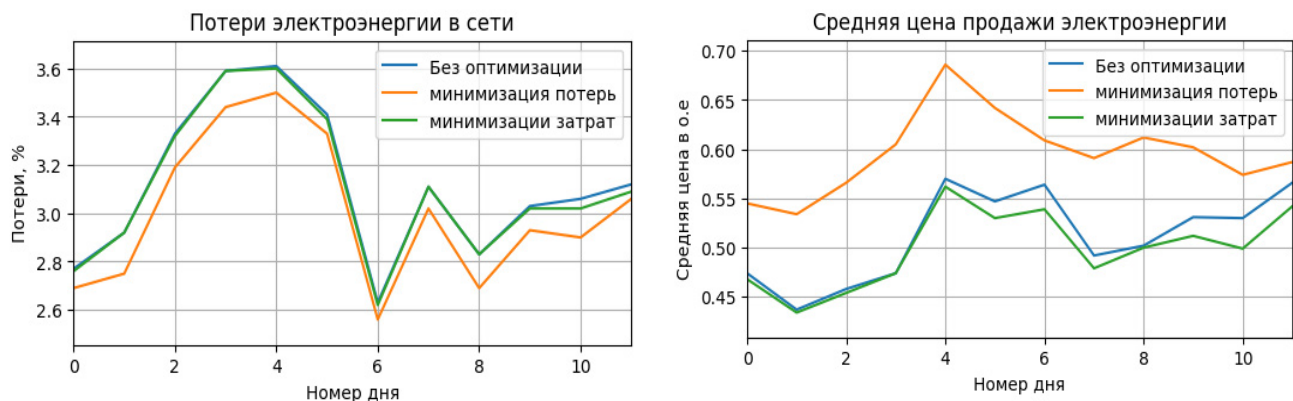


Рис. 4. График среднесуточной потери мощности и цены продажи ТЭЦ
 Fig. 4. Graph of average daily power loss and energy price

Во втором случае учтен критерий минимизации потерь в сети. Поскольку целевой функцией является минимизация потерь мощности в сети, не учитываются различия цен. Цены на ТЭЦ и на сальдо перетоков установлены в аналогичном размере. Третий сценарий. При минимизации финансовых затрат энергосистемы отдельно реализовано перераспределение в связи с линеаризацией уравнений ограничения, в частности баланса мощности. Затем был проведен расчет установившегося режима работы энергосистемы.

На рис. 4 видно, что среднесуточные потери мощности в сети снижаются после пере-

распределения по данному критерию. Но оказывается отрицательное влияние на финансовое положение. Третий сценарий позволил снизить среднюю цену на электроэнергию, вырабатываемую ТЭЦ, по сравнению с предыдущим вариантом, несмотря на это, существенного влияния на потери мощности в сети не произошло. Видно, что предложенные алгоритмы играют свою роль в поставленных задачах.

В табл. 2 приведены сравнительные результаты расчета установившегося режима, выполненного для приведенных выше сценариев.

Таблица 2. Итоговые результаты оптимизации
 Table 2. Final optimization results

Номер	Без оптимизации		По критерию минимальных потерь		По критерию минимальной затраты	
	Потеря, %	Средняя цена, о.е.	Потеря, %	Средняя цена, о.е.	Потеря, %	Средняя цена, о.е.
1	2,77	0,47	2,69	0,54	2,76	0,48
2	2,92	0,44	2,75	0,53	2,92	0,43
3	3,33	0,46	3,18	0,56	3,32	0,45
4	3,59	0,47	3,43	0,60	3,59	0,47
5	3,61	0,57	3,50	0,68	3,60	0,56
6	3,41	0,54	3,33	0,64	3,39	0,53
7	2,63	0,56	2,56	0,61	2,62	0,54
8	3,11	0,49	3,02	0,59	3,11	0,48
9	2,83	0,50	2,69	0,61	2,83	0,50
10	3,03	0,53	2,93	0,60	3,02	0,51
11	3,06	0,53	2,90	0,57	3,02	0,49
12	3,12	0,56	3,06	0,58	3,09	0,54
Результаты (среднее значение всех случаев)	3,12	0,51	3,05	0,59	3,10	0,49

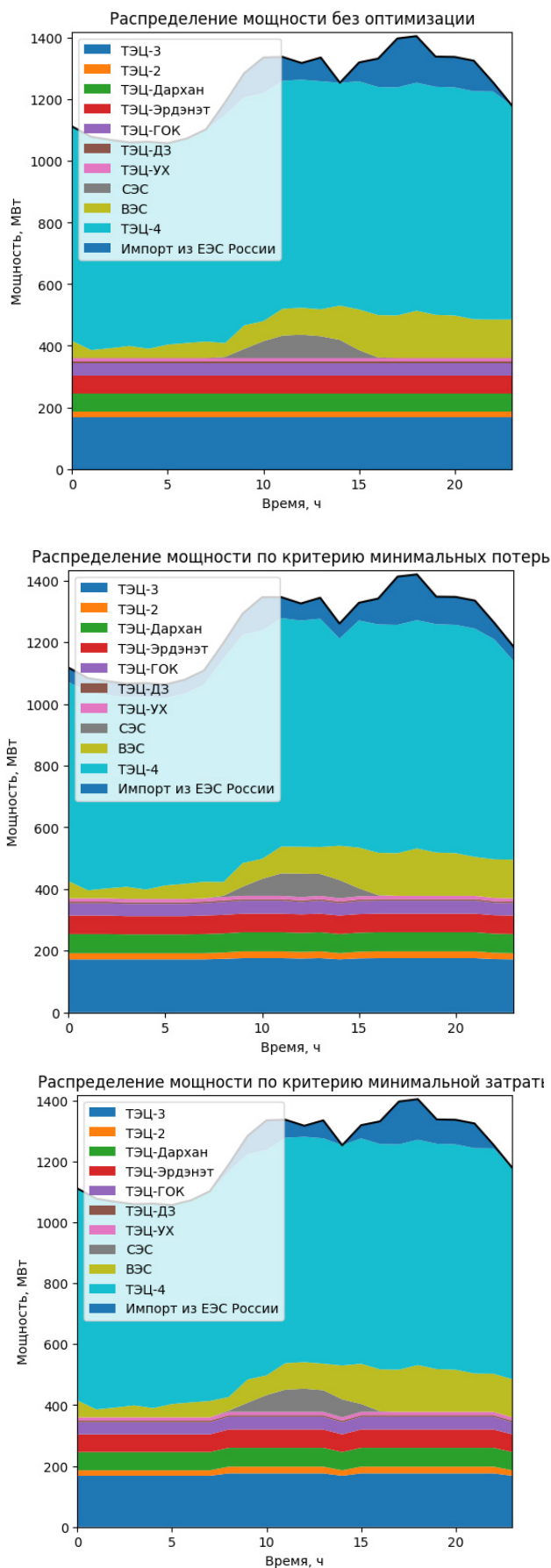


Рис. 5. Планирование суточной выработки источников

Fig. 5. Planning daily generation schedule

Также на рис. 5 представлены суточные графики, учитывающие вышеприведенные варианты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описаны особенности центральной энергосистемы Монголии с точки зрения состава генерирующих объектов. Также дан краткий обзор будущего плана данной энергосистемы. Одним из перспективных направлений развития данной энергосистемы является внедрение программных средств для планирования режимов работы, обеспечивающих надежность и эффективность энергосистемы. Поставлена цель – разработка алгоритма оптимизации нормальных режимов работы центральной энергосистемы Монголии за счет планирования графиков генерации тепловых электрических станций. Для достижения поставленной цели выдвинуты задачи, такие как минимизация потерь мощности в сети и финансовых затрат на оптовом рынке электроэнергии. Использованы детерминированные методы, в том числе линейное программирование и метод Ньютона второго порядка, поскольку отсутствуют стохастические характеристики системы. Программная реализация выполнена с помощью библиотеки Pandapower на языке программирования Python.

Эксперименты, проведенные на 12 суточных графиках, дали следующие результаты: в случае без оптимизации потери электроэнергии занимали 3,12% от общего электропотребления, а средняя цена продажи электроэнергии ТЭЦ составила 0,51 единицы. После оптимизации по критерию минимизации потерь мощности в сети данный показатель составил 3,05% от общего электропотребления. Таким образом, снижение потерь составило 0,07 процентных пункта или 2,24%. По критерию минимизации затрат средняя цена продажи электроэнергии составила 0,49 единицы, т.е. уменьшилась на 3,92%. Также средние потери электроэнергии в сети снизились на 0,02 процентных пункта или 0,6%.

Таким образом, предложенные алгоритмы могут быть применены в оптимизации распределения мощности между ТЭЦ по соответствующим критериям. Распределение активной мощности между источниками, отвечающее заданным критериям, за счет программирования станет большим вкладом в развитие центральной энергосистемы Монголии.

Список источников

1. Сидорова А.В., Черемных А.А., Русина А.Г. Python как инструмент оптимизации режима ГЭС в составе ЭЭС // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2021. Т. 13. № 2. С. 119–132. EDN: RXEUZU.
2. Kim Insu, Kim Beopsoo, Sidorov D. Machine learning for energy systems optimization // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 11. P. 4116. <https://doi.org/10.3390/en15114116>.
3. Лыгин М.М., Корнилов Г.П., Кожевников И.О. Анализ современных методов оптимизации // Энергетические и электротехнические системы: междунар. сб. науч. тр. / под ред. С.И. Лукьянова, Е.Г. Нешпоренко. Магнитогорск: Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, 2019. Вып. 6. С. 4–11. EDN: RRNVRC.
4. Luo Xi, Liu Yanfeng, Feng Pingan, Gao Yuan, Guo Zhenxiang. Optimization of a solar-based integrated energy system considering interaction between generation, network, and demand side // Applied Energy. 2021. Vol. 294. P. 116931. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116931>.
5. Niu Ming, Wan Can, Xu Zhao. A review on applications of heuristic optimization algorithms for optimal power flow in modern power systems // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2014. Vol. 2. Iss. 4. P. 289–297. <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0089-4>.
6. Zakaria A., Ismail F., Hossain M.S., Hannan M.A. Uncertainty models for stochastic optimization in renewable energy applications // Renewable Energy. 2020. Vol. 145. P. 1543–1571. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.081>.
7. Longo S., Montana F., Sanseverino E.R. A review on optimization and cost-optimal methodologies in low-energy buildings design and environmental considerations // Sustainable Cities and Society. 2019. Vol. 45. P. 87–104. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.11.027>.
8. Алехин Р.А., Кубарьков Ю.П., Замаков Д.В., Умяров Д.В. Обзор метаэвристических методов оптимизации, применяемых при решении электроэнергетических задач // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2019. № 3. Т. 63. С. 6–19.
9. Akbas B., Kocaman A.S., Nock D., Troffer P.A. Rural electrification: an overview of optimization methods // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2022. Vol. 156. P. 111935. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111935>.
10. Thirunavukkarasu M., Sawle Y., Lala H. A comprehensive review on optimization of hybrid renewable energy systems using various optimization techniques // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2023. Vol. 176. P. 113192. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113192>.
11. Alabi T.M., Aghimien E.I., Agbajor F.D., Yang Zaiyue, Lu Lin, Adeoye A.R., Gopaluni B. A review on the integrated optimization techniques and machine learning approaches for modeling, prediction, and decision making on integrated energy systems // Renewable Energy. 2022. Vol. 194. P. 822–849. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.123>.
12. Manusov V., Beryozkina S., Nazarov M., Safaraliev M., Zicmane I., Matrenin P. Optimal management of energy consumption in an autonomous power system considering alternative energy sources // Mathematics. 2022. Vol. 10. Iss. 3. P. 525. <https://doi.org/10.3390/math10030525>.
13. Альсова О.К., Артамонова А.В. Многокритериальная модель планирования водно-энергетических режимов Новосибирской ГЭС // Известия Самарского научного центра РАН. 2017. Т. 19. № 6. С. 112–117.
14. Woo Jong Ha, Wu Lei, Park Jong-Bae, Roh Jae Hyung. Real-time optimal power flow using twin delayed deep deterministic policy gradient algorithm // IEEE Access. 2020. Vol. 8. P. 213611–213618. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3041007>.
15. Jo Haesung, Park Jaemin, Kim Insu, Haesung Jo. Environmentally constrained optimal dispatch method for combined cooling, heating, and power systems using two-stage optimization // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 14. P. 4135. <https://doi.org/10.3390/en14144135>.
16. Zhang Ning, Hu Zhaoguang, Dai Daihong, Dang Shuping, Yao Mingtao, Zhou Yuhui. Unit commitment model in smart grid environment considering carbon emissions trading // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. Vol. 7. Iss. 1. P. 420–427. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2401337>.
17. Hussen K., Koch S., Ulbig A., Andersson G. Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). 2010. <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638865>.
18. Nazari-Heris M., Mohammadi-Ivatloo B., Gharehpetian G.B. A comprehensive review of heuristic optimization algorithms for optimal combined heat and power dispatch from economic and environmental perspectives // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 81. P. 2128–2143. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.024>.
19. Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Рубцов И.А., Швыров И.В. Оптимизация распределения потоков мощности в энергосистеме с помощью генетических алгоритмов // Современные проблемы науки и образования. 2012. № 3. С. 170. EDN: PAAFDB.
20. Park Jaemin, Jo Haesung, Kim Insu. The selection of the most cost-efficient distributed generation type for a combined cooling heat and power system used for metropolitan residential customers // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 18. P. 5606. <https://doi.org/10.3390/en14185606>.
21. Lambora A., Gupta K., Chopra K. Genetic algorithm-A literature review // International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing (Faridabad, 14–16 February). Faridabad: IEEE, 2019. P. 380–384.

<https://doi.org/10.1109/COMITCon.2019.8862255>.

22. Клер А.М., Корнеева З.Р., Елсуков П.Ю. Оптимизация режимов энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС, с использованием дерева сочетаний условий функционирования // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2010. № 7. С. 170–175.
23. Sulaiman M.H., Mustaffa Z. Solving optimal power flow problem with stochastic wind–solar–small hydro power using barnacles mating optimizer // Control Engineering Practice. 2021. Vol. 106. P. 104672. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2020.104672>.
24. Manusov V.Z., Matrenin P.V., Khasanzoda N. Swarm algorithms in dynamic optimization problem of reactive power compensation units control // International Journal of Electrical & Computer Engineering. 2019. Vol. 9. Iss. 5. P. 3967–3974. <https://doi.org/10.11591/ijece.v9i5.pp3967-3974>.
25. Rabe M., Bilan Yu., Widera K., Vasa L. Application of the linear programming method in the construction of a mathematical model of optimization distributed energy // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 5. P. 1872. <https://doi.org/10.3390/en15051872>.
26. Gbadamosi S.L., Nwulu N.I. Optimal power dispatch and reliability analysis of hybrid CHP-PV-wind systems in farming applications // Sustainability. 2020. Vol. 12. Iss. 19. P. 8199. <https://doi.org/10.3390/su12198199>.
27. Брамм А.М., Хальясмаа А.И., Ерошенко С.А., Матренин П.В., Попкова Н.А., Секацкий Д.А. Оптимизация топологии сети с ВИЭ-генерацией на основе модифицированного адаптированного генетического алгоритма // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2022. Т. 65. № 4. С. 341–354. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-341-354>.
28. Манусов В.З., Матренин П.В., Третьякова Е.С. Оптимизация размещения источников реактивной мощности с помощью алгоритма роя частиц с генетической адаптацией // Промышленная энергетика. 2016. № 8. С. 34–40. EDN: WMRCLZ.
29. Manusov V.Z., Matrenin P.V., Ahyoev J.S., Atabaeva L.Sh. Optimization of power distribution networks in megacities // Earth and Environmental Science: IOP Conference Series. 2017. Vol. 72. Iss. 1. P. 012019. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/72/1/012019>.
30. Matrenin P.V., Osgonbaatar T., Sergeev N.N. Overview of renewable energy sources in Mongolia // IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences. 2022. P. 700–703. <https://doi.org/10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016986>.
31. Osgonbaatar T., Matrenin P., Safaraliev M., Zicmane I., Rusina A., Kokin S. A rank analysis and ensemble machine learning model for load forecasting in the nodes of the central Mongolian power system // Inventions. 2023. Vol. 8. Iss. 5. P. 114. <https://doi.org/10.3390/inventions8050114>.

References

1. Sidorova A.V., Cheremnykh A.A., Rusina A.G. Python as a tool for optimization the HPP mode in the composition of the EPS. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta = Vestnik of the Kazan State Agrarian University*. 2021;13(2):119-132. EDN: RXEUZU.
2. Kim Insu, Kim Beopsoo, Sidorov D. Machine learning for energy systems optimization. *Energies*. 2022;15(11):4116. <https://doi.org/10.3390/en15114116>.
3. Lygin M.M., Kornilov G.P., Kozhevnikov I.O. Analysis of modern methods of optimization of power plants. In: Luk'yanova S.I., Neshporenko E.G. (eds.). *Energeticheskie i elektrotekhnicheskie sistemy: mezhdunarodnyy sbornik nauchnykh trudov = Energy and electrical systems: international collection of scientific works*. Magnitogorsk: Nosov Magnitogorsk State Technical; 2019, iss. 6, p. 4-11. EDN: RRNVRC. (In Russ.).
4. Luo Xi, Liu Yanfeng, Feng Pingan, Gao Yuan, Guo Zhenxiang. Optimization of a solar-based integrated energy system considering interaction between generation, network, and demand side. *Applied Energy*. 2021;294:116931. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116931>.
5. Niu Ming, Wan Can, Xu Zhao. A review on applications of heuristic optimization algorithms for optimal power flow in modern power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2014;2(4):289-297. <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0089-4>.
6. Zakaria A., Ismail F., Hossain M.S., Hannan M.A. Uncertainty models for stochastic optimization in renewable energy applications. *Renewable Energy*. 2020;145:1543-1571. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.081>.
7. Longo S., Montana F., Sanseverino E.R. A review on optimization and cost-optimal methodologies in low-energy buildings design and environmental considerations. *Sustainable Cities and Society*. 2019;45:87-104. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.11.027>.
8. Alekhin R.A., Kubarkov Yu.P., Zamakov D.V., Umyarov D.V. Overview of metaheuristic optimization techniques applied to solving power engineering problems. *Vestnik SibADI = The Russian Automobile and Highway Industry Journal*. 2019;3(63):6-19. (In Russ.).
9. Akbas B., Kocaman A.S., Nock D., Troffer P.A. Rural electrification: an overview of optimization methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022;156:111935. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111935>.
10. Thirunavukkarasu M., Sawle Y., Lala H. A comprehensive review on optimization of hybrid renewable energy systems using various optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2023;176:113192. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113192>.

org/10.1016/j.rser.2023.113192.

11. Alabi T.M., Aghimien E.I., Agbajor F.D., Yang Zaiyue, Lu Lin, Adeoye A.R., Gopaluni B. A review on the integrated optimization techniques and machine learning approaches for modeling, prediction, and decision making on integrated energy systems. *Renewable Energy*. 2022;194:822-849. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.123>.
12. Manusov V., Beryozkina S., Nazarov M., Safaraliev M., Zicmane I., Matrenin P. Optimal management of energy consumption in an autonomous power system considering alternative energy sources. *Mathematics*. 2022;10(3):525. <https://doi.org/10.3390/math10030525>.
13. Al'sova O.K., Artamonova A.V. Multi-objective model for planning water-energy modes of Novosibirsk hydro power plant. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo centra RAN = Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*. 2017;19(6):112-117. (In Russ.).
14. Woo Jong Ha, Wu Lei, Park Jong-Bae, Roh Jae Hyung. Real-time optimal power flow using twin delayed deep deterministic policy gradient algorithm. *IEEE Access*. 2020;8:213611-213618. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3041007>.
15. Jo Haesung, Park Jaemin, Kim Insu, Haesung Jo. Environmentally constrained optimal dispatch method for combined cooling, heating, and power systems using two-stage optimization. *Energies*. 2021;14(14):4135. <https://doi.org/10.3390/en14144135>.
16. Zhang Ning, Hu Zhaoguang, Dai Daihong, Dang Shuping, Yao Mingtao, Zhou Yuhui. Unit commitment model in smart grid environment considering carbon emissions trading. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2015;7(1):420-427. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2401337>.
17. Hussien K., Koch S., Ulbig A., Andersson G. Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. 2010. <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638865>.
18. Nazari-Heris M., Mohammadi-Ivatloo B., Gharehpetian G.B. A comprehensive review of heuristic optimization algorithms for optimal combined heat and power dispatch from economic and environmental perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;81:2128-2143. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.024>.
19. Polyakhov N.D., Prikhodko I.A., Rubtsov I.A., Shvyrov I.V. Optimal power flow by genetic algorithm for power systems. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya = Modern problems of science and education*. 2012;3:170. (In Russ.). EDN: PAAADB.
20. Park Jaemin, Jo Haesung, Kim Insu. The selection of the most cost-efficient distributed generation type for a combined cooling heat and power system used for metropolitan residential customers. *Energies*. 2021;14(18):5606. <https://doi.org/10.3390/en14185606>.
21. Lambora A., Gupta K., Chopra K. Genetic algorithm-A literature review. In: *International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing*. 14–16 February, Faridabad. Faridabad: IEEE; 2019, p. 380-384. <https://doi.org/10.1109/COMITCon.2019.8862255>.
22. Kler A.M., Korneeva Z.R., Elsukov P.Yu. Optimization of modes of power systems including heat stations and hydro-power stations with the use of the combination tree of operating conditions. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Vestnik of Irkutsk State Technical University*. 2010;7(47):170-175. (In Russ.).
23. Sulaiman M.H., Mustaffa Z. Solving optimal power flow problem with stochastic wind-solar-small hydro power using barnacles mating optimizer. *Control Engineering Practice*. 2021;106:104672. <https://doi.org/10.1016/j.coneng-prac.2020.104672>.
24. Manusov V.Z., Matrenin P.V., Khasanzoda N. Swarm algorithms in dynamic optimization problem of reactive power compensation units control. *International Journal of Electrical & Computer Engineering*. 2019;9(5):3967-3974. <https://doi.org/10.11591/ijece.v9i5.pp3967-3974>.
25. Rabe M., Bilan Yu., Wiedera K., Vasa L. Application of the linear programming method in the construction of a mathematical model of optimization distributed energy. *Energies*. 2022;15(5):1872. <https://doi.org/10.3390/en15051872>.
26. Gbadamosi S.L., Nwulu N.I. Optimal power dispatch and reliability analysis of hybrid CHP-PV-wind systems in farming applications. *Sustainability*. 2020;12(19):8199. <https://doi.org/10.3390/su12198199>.
27. Bramm A.M., Khalyasmaa A.I., Eroshenko S.A., Matrenin P.V., Papkova N.A., Sekatski D.A. Topology optimization of the network with renewable energy sources generation based on a modified adapted genetic algorithm. In: *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij i energeticheskikh ob"edinenij SNG. Energetika = Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*. 2022;65(4):341-354. (In Russ.). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-341-354>.
28. Manusov V.Z., Matrenin P.V., Tret'yakova E.S. Reactive power source placement optimization using particle swarm algorithm and genetic adaptation. *Promyshlennaya energetika*. 2016;8:34-40. (In Russ.). EDN: WMRCLZ.
29. Manusov V.Z., Matrenin P.V., Ahyoev J.S., Atabaeva L.Sh. Optimization of power distribution networks in megacities. In: *Earth and Environmental Science: IOP Conference Series*. 2017;72(1):012019. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/72/1/012019>.
30. Matrenin P.V., Osgonbaatar T., Sergeev N.N. Overview of renewable energy sources in Mongolia. In: *IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences*. 2022;700-703. <https://doi.org/10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016986>.
31. Osgonbaatar T., Matrenin P., Safaraliev M., Zicmane I., Rusina A., Kokin S. A rank analysis and ensemble machine

learning model for load forecasting in the nodes of the central Mongolian power system. *Inventions*. 2023;8(5):114. <https://doi.org/10.3390/inventions8050114>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Русина Анастасия Георгиевна,

д.т.н., доцент,
заведующий кафедрой электрических станций,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
anastasiarusina@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-2591-4162>

Осгонбаатар Тувшин,

аспирант,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
o.tuvshin.21@gmail.com

Бондарчук Глеб Сергеевич,

студент,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
djgleban1147@gmail.com

Матрёнин Павел Викторович,

к.т.н., доцент,
доцент кафедры систем электроснабжения
предприятий,
Новосибирский государственный технический
университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
pavel.matrenin@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0001-5704-0976>

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 02.09.2023 г.;
одобрена после рецензирования 30.10.2023 г.;
принята к публикации 03.11.2023 г.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Anastasiya G. Rusina,

Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Head of the Power Plants Department,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
anastasiarusina@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-2591-4162>

Tuvshin Osgonbaatar,

Postgraduate Student,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
o.tuvshin.21@gmail.com

Gleb S. Bondarchuk,

Student,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
djgleban1147@gmail.com

Pavel V. Matrenin,

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Industrial Power
Supply Systems,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
pavel.matrenin@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0001-5704-0976>

Contribution of the authors

All authors made an equivalent contribution to the preparation of the publication.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this paper.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 02.09.2023;
approved after reviewing 30.10.2023;
accepted for publication 03.11.2023.