

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-3-273-288>

УДК 620.9

Стратегия производства электрической и тепловой энергии в условиях ограниченного количества топлива

В. С. Кузеванов¹⁾, С. С. Закожурников²⁾, Г. С. Закожурникова³⁾,
А. А. Каверин⁴⁾

¹⁾Национальный исследовательский университет «МЭИ», филиал в г. Волжском
(Волжский, Российская Федерация),

²⁾МИРЭА – Российский технологический университет (Москва, Российская Федерация),

³⁾Волгоградский государственный технический университет
(Волгоград, Российская Федерация),

⁴⁾ООО «Мосэнергопроект» (Москва, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2023
Belarusian National Technical University, 2023

Реферат. Исследован обособленный генерирующий комплекс, главная особенность которого – функционирование в течение контрольного периода при жестком ограничении топливного ресурса. Назначение комплекса – производство электрической и тепловой энергии для нужд потребителя. Предложена модель управления производством для двух сценариев: при безусловном обеспечении нужд потребителя электрической энергией и обязательной реализации графика отпуска тепловой энергии. Рассмотрены особенности реализации модели для обособленной теплоэлектроцентрали (мини-ТЭЦ) с гарантированным отпуском электрической энергии потребителю, обоснованы режимы когенерации в условиях ограниченного запаса топлива безотносительно к категории потребителя. Показано, что в таких режимах общий отпуск тепловой энергии за контрольный период времени при ограниченном на данный период запаса топлива не зависит от заданного производства этого вида энергии в режимах максимальной и минимальной электрических нагрузок. Показан вариант оптимизации при выборе дополнительного источника теплоты для удовлетворения нужд потребителя. В случае выбора возобновляемого источника энергии (ВИЭ) управление комплексом когенерация – ВИЭ согласно предлагаемой стратегии позволяет минимизировать необходимую мощность ВИЭ. Основой управления производством является математическая модель генерирующего комплекса, представленная в настоящей работе. В части описания поведения сложной физической системы в целом использован энергетический подход (метод Гамильтона), который оказался весьма удобным для решения поставленной задачи, поскольку вариационные принципы не зависят от выбора системы координат. Описание турбоустановки как объекта, входящего в генерирующий комплекс и во многом определяющего связь расхода топлива и количества произведенной электрической и тепловой энергии, произведено с безусловным выполнением требования: расход топлива есть функция состояния системы. Предлагаемая стратегия когенерации в условиях жесткого ограничения количества топлива не зависит от вида используемого органического топлива и не привязана к календарным датам контрольного периода.

Ключевые слова: энергия, расход топлива, контрольный период, стационарный интеграл, множитель Лагранжа

Для цитирования: Стратегия производства электрической и тепловой энергии в условиях ограниченного количества топлива / В. С. Кузеванов [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 3. С. 273–288. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-3-273-288>

Адрес для переписки

Кузеванов Вячеслав Семенович
Национальный исследовательский
университет «МЭИ», филиал в г. Волжском
просп. Ленина, 69,
404110, г. Волжский, Российская Федерация
Тел.: +7 905 333-12-95
vyacheslavkuzevanov@gmail.com

Address for correspondence

Kuzevanov Vyacheslav S.
National Research University «MPEI»,
Volzhsky Branch
69, Lenin Ave.,
404110, Volzhsky, Russian Federation
Tel.: +7 905 333-12-95
vyacheslavkuzevanov@gmail.com

Electrical and Heat Energy Production Strategy in Conditions of Limited Amount of Fuel

V. S. Kuzevanov¹⁾, S. S. Zakozhurnikov²⁾, G. S. Zakozhurnikova³⁾, A. A. Kaverin⁴⁾

¹⁾National Research University «MPEI», Volzhsky Branch (Volzhsky, Russian Federation),

²⁾MIREA – Russian Technological University (Moscow, Russian Federation),

³⁾Volgograd State Technical University (Volgograd, Russian Federation),

⁴⁾Limited Liability Company “Mosenergo projekt” (Moscow, Russian Federation)

Abstract. A separate generating complex is considered in this paper. The main feature of the complex under consideration is its functioning during the control period when the fuel resource is severely limited. The main function of the complex is the production of electrical and heat energy for the needs of the consumer. A control model for production has been developed for two scenarios, viz. of the unconditional provision of the consumer's needs with electric energy and of the mandatory implementation of the schedule for the release of heat energy. The features of the implementation of the model for a separate thermal power plant (mini-thermal power plant) with a guaranteed supply of electric energy to the consumer are considered, cogeneration modes are substantiated in conditions of a limited fuel supply, regardless of the consumer category. An optimization option is shown when choosing an additional source of heat to meet the needs of the consumer. In the case of choosing a renewable energy source (RES), the management of the ‘cogeneration – RES’ complex according to the proposed strategy allows minimizing the required RES capacity. The basis of production management is the mathematical model of the generating complex, presented in our paper. In terms of describing the behavior of a complex physical system as a whole, an energy approach (Hamilton's method) was used, which turned out to be very convenient for solving the problem, since the variational principles do not depend on the choice of a coordinate system. The description of the turbine plant as an object included in the generating complex and largely determining the relationship between fuel consumption and the amount of electrical and thermal energy produced is made with the unconditional fulfillment of the following requirement: fuel consumption is a function of the state of the system. The proposed cogeneration strategy in the conditions of a severe limitation of the amount of fuel does not depend on the type of fossil fuel used and is not tied to the control period calendar dates.

Keywords: energy, fuel consumption, control period, stationary integral, Lagrange multiplier

For citation: Kuzevanov V. S., Zakozhurnikov S. S., Zakozhurnikova G. S., Kaverin A. A. (2023) Electrical and Heat Energy Production Strategy in Conditions of Limited Amount of Fuel. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (3), 273–288. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-3-273-288> (in Russian)

Введение

Вопросы оптимизации совместного производства электрической и тепловой энергии широко освещаются в научной периодике. Преимущества комбинированной выработки теплоты и электроэнергии показаны, например, в [1, 2] при анализе эффективности энергоснабжения жилищно-коммунального хозяйства населенных пунктов. В [3–6] продемонстрированы расчетные методы оптимизации загрузки оборудования теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и направления повышения эффективности производства и передачи энергии, а в [7–9] – методические положения по управлению режимами ТЭЦ со сложным составом оборудования в условиях переменных графиков энергопотребления. Влиянию на режимы работы ТЭЦ оптового рынка электроэнергии и особенностей потребителей тепловой энергии посвящены [10–13], причем в [10–12] представлены и программные комплексы оптимизации режимов работы ТЭЦ. Модель генерации распреде-

ленной нагрузки с экспериментальным моделированием процессов загрузки мощностей ТЭЦ и распределения топлива по ТЭЦ демонстрирует [14].

К сожалению, публикаций, связывающих режимы генерации и потребления энергии с ограничением топлива, крайне мало. Более того, они носят частный характер, обычно отраслевой, например [15].

Настоящая статья преследует цель обосновать режимы когенерации в условиях ограниченного запаса топлива безотносительно к категории потребителя.

Основная часть

Общие положения. Пусть имеется энергетический комплекс с заданным перечнем и характеристиками оборудования. Рассмотрим задачу управления режимами отпуска тепловой и электрической энергии потребителю, когда генерирующий комплекс способен производить оба вида энергии, но обособлен и находится в условиях конкретного запаса топлива на определенный период, например год. При этом отпуск одного вида энергии обязателен к исполнению и соответствует долговременным статистическим данным о потреблении этого вида энергии за контрольный период.

Обозначим B расход топлива в единицу времени при работе оборудования генерирующего комплекса с отпуском потребителю и электрической, и тепловой энергии, а B_i – соответствующий расход топлива для обеспечения отпуска энергии вида i .

При этом выбираем размерность расходной характеристики по произвольному топливу, соответствующую потенциальной мощности, выделяемой при использовании этого топлива. Пусть ϕ_i – функция вероятности электрической ($i = э$) или тепловой ($i = т$) нагрузки f_i генерирующего комплекса в интервале df_i . Тогда функция $\Phi_i = B_i \phi_i$ отражает расход топлива с учетом вероятности уровня нагрузки, подтверждаемой, например, статистическими данными. В качестве примера наличия таких данных можно указать годовые графики электрической или тепловой нагрузки по продолжительности, формируемые для конкретного объекта. В последнем случае нормированная на Δf_i вероятность ϕ_i определяется по графику $f_i = f_i(\tau)$ как

$$\phi_i = \left| a \frac{d\tau}{df_i} \right|, \quad (1)$$

где $a = \frac{\Delta f_i}{\Delta \tau}$; $\Delta \tau$ – контрольный период; $\Delta f_i = f_i^{\max} - f_i^{\min}$ – максимальное наблюдаемое изменение нагрузочных характеристик в контрольный период.

Математическая модель управления генерацией. Рассмотрим функцию $\Phi_i = \Phi_i(f_i)$.

$$\int_{\Delta f_i} \Phi_i df_i = a \int_{\Delta \tau} B_i d\tau = a T_i, \quad (2)$$

где $T_i = \begin{cases} T_э^* \\ T_т^{**} \end{cases}$ – необходимый запас топлива для производства в течение контрольного периода $\Delta \tau$ энергии вида i согласно прогнозу, составленному

на основании обработки статистических данных; * – при производстве электроэнергии; ** – при отпуске теплоты.

Естественно, T_i связан с общим ограничением топлива, причем его общий запас не может быть меньше T_i .

Исследуем далее функционал [16]

$$I = \int_{\Delta f_i} \Phi (1 + \Phi_f^2)^{1/2} df_i, \quad (3)$$

где $\Phi_f = \frac{d\Phi}{df_i}$, на условие стационарности.

При этом полагаем, что экстремаль существует, т. е. имеется такая функция $\Phi = \Phi(f_i)$, что выполняется $\delta I = 0$, где δ – операция варьирования.

Заметим, и это важно, что в подынтегральном выражении (3) функция $\Phi = B\varphi_i$ отражает общий расход топлива при функционировании генерирующего комплекса в режиме производства и тепловой, и электрической энергии. Тогда

$$\int_{\Delta f_i} \Phi df_i = aT, \quad (4)$$

где T – общий лимитированный запас топлива на производство электрической и тепловой энергии.

Интеграл (4), умноженный на a^{-1} , в целом отражает потенциальную энергию топлива, преобразованную в контрольный период в электрическую и тепловую энергию. Поскольку (4) связан с длиной линии $\Phi(f_i)$ в системе координат $\Phi - f_i$ (рис. 1), определим внешне заданное условие ограничения запаса топлива как ограничение значения функционала γ

$$\gamma = \int_{\Delta f_i} (1 + \Phi_f^2)^{1/2} df_i. \quad (5)$$

В совокупности оба интеграла (3), (5) являются формулировкой естественной вариационной задачи с дополнительными ограничительными условиями, т. е. изопериметрической задачи. Решим ее методом неопределенных множителей Лагранжа [17].

Функция $\Phi(f_i)$, если интеграл (3) стационарный, должна удовлетворять дифференциальному уравнению Эйлера – Лагранжа

$$\frac{\partial F_s}{\partial \Phi} - \frac{d}{df_i} \frac{\partial F_s}{\partial (\Phi_f)} = 0, \quad (6)$$

а функция F_s определена выражением

$$F_s = \Phi (1 + \Phi_f^2)^{1/2} + \lambda (1 + \Phi_f^2)^{1/2}, \quad (7)$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа.

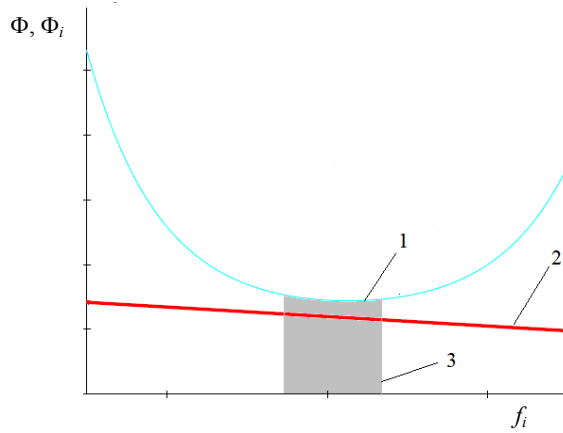


Рис. 1. Функции Φ и Φ_i в зависимости от нагрузки f_i (качественно): 1 – функция Φ ; 2 – функция Φ_i ; 3 – область минимального производства тепловой энергии при $\Phi_i = \Phi$, или минимального отпуска электрической энергии при $\Phi_i = \Phi_r$

Fig. 1. Fuel consumption depending on the load f_i (qualitatively): 1 – function Φ ; 2 – function Φ_i ; 3 – the area of minimum heat energy production at $\Phi_i = \Phi$, or the area of minimum electrical energy release at $\Phi_i = \Phi_r$

Поскольку подынтегральные функции в (3), (5) не зависят явно от f_i , можно заменить (6) эквивалентным ему дифференциальным уравнением

$$\frac{d}{df_i} \left(F_s - \Phi_f \frac{\partial F_s}{\partial (\Phi_f)} \right) = 0. \quad (8)$$

После простых преобразований получаем

$$\frac{d}{df_i} \left[\frac{\Phi + \lambda}{(1 + \Phi_f^2)^{1/2}} \right] = 0. \quad (9)$$

Из дифференциального уравнения (9) следует

$$\frac{\Phi + \lambda}{(1 + \Phi_f^2)^{1/2}} = C_1, \quad (10)$$

где C_1 – константа интегрирования.

Решением (10) является функция

$$\Phi = -\lambda + C_1 \operatorname{ch} \frac{f_i - C_2}{C_1}, \quad (11)$$

где C_2 – вторая константа интегрирования.

Выразим интеграл (5) с учетом (10) как

$$\gamma = \int_{\Delta f_i} \frac{\Phi + \lambda}{C_1} df_i = \frac{1}{C_1} \{ aT + \lambda \Delta f_i \}. \quad (12)$$

С другой стороны, используя решение (11), имеем

$$\int_{\Delta f_i} \operatorname{ch} \left(\frac{f_i - C_2}{C_1} \right) df_i = C_1 (\operatorname{sh} \psi^{\max} - \operatorname{sh} \psi^{\min}), \quad (13)$$

$$\text{где } \psi^{\max} = \frac{f_i^{\max} - C_2}{C_1}; \quad \psi^{\min} = \frac{f_i^{\min} - C_2}{C_1}.$$

Итак, итогом является получение экстремали (11), отражающей требования к совместному производству электрической и тепловой энергии при заданных граничных условиях $\Phi^{\max} = \Phi(f_i^{\max})$ и $\Phi^{\min} = \Phi(f_i^{\min})$ и минимуме потенциальной энергии топлива. Постоянные интегрирования и неопределенный множитель, входящие в (11), находим по трем условиям:

$$\begin{cases} \text{а) } \Phi^{\max} - \Phi^{\min} = C_1 [\operatorname{ch} \psi^{\max} - \operatorname{ch} \psi^{\min}]; \\ \text{б) } \Phi^{\min} + \lambda = C_1 \operatorname{ch} \psi^{\min}; \\ \text{в) } \gamma = C_1 [\operatorname{sh} \psi^{\max} - \operatorname{sh} \psi^{\min}]. \end{cases} \quad (14)$$

При этом (14а), (14б) вытекают из заданных граничных условий задачи, а (14в) определено соотношением (13).

Естественно, ни одна из реальных действующих тепловых установок не сможет реализовать режимы производства одного вида энергии, следуя функции вида (11). Поскольку даже при задании безусловно исполнимых граничных условий функция $\Phi_i = \Phi_i(f_i)$ при $f_i^{\min} \leq f_i \leq f_i^{\max}$ принимает значения, жестко определенные техническими характеристиками установок, а не виртуальными математическими рекомендациями. Другое дело – производство и электрической, и тепловой энергии. В этом случае генерирующий комплекс может устанавливать режимы работы, соответствующие экстремали (11), тем самым определяя не текущие выгоды, но стратегический приоритет.

Математическая модель установки когенерации. При практической реализации стратегии управления важно математическое описание реальных объектов, входящих в генерирующий комплекс. Наиболее сложной в возможном перечне установок комплекса является турбоустановка, функционирующая в режиме когенерации. Опишем ее в аспекте связи нагрузки и расхода топлива, интересном как раз для решения поставленной в настоящей работе задачи.

Приращение расхода топлива B на котел, связанное с изменением нагрузки на турбину, определим как в [18]:

$$dB = k \left(\frac{df_3}{\eta} + df_T \right), \quad (15)$$

где f_3 , f_T – электрическая и тепловая мощность турбоустановки, вырабатываемая для отпуска потребителям, соответственно.

Параметр k отражает реакцию системы по расходу топлива на изменение отпуска теплоты при сохранении электрической нагрузки. Коэффициент $\hat{\eta}$ характеризует специфику проточной части турбоустановки, степень участия разных отборов в обеспечении отпуска теплоты, влияние изменения начальных и конечных параметров рабочего пара.

Рассмотрим далее функционирование турбоустановки, когда коэффициент $\hat{\eta}$ можно представить как независимый аргумент. Заметим при этом, что в общем случае dB как функция трех переменных не является полным дифференциалом.

Вводим функцию θ , связанную с расходом топлива B дифференциальным соотношением

$$d\theta = \frac{dB}{k}, \quad (16)$$

причем $\theta = \theta(f_3, f_T, \hat{\eta})$.

Предположим, что $d\theta$ – полный дифференциал функции состояния θ , а k – интегрирующий множитель. Представим $d\theta$ как

$$d\theta = \frac{1}{\hat{\eta}} df_3 + df_T + \frac{1}{v} d\hat{\eta}. \quad (17)$$

Для выполнения условий пфаффовы формы (17) при трех переменных должны быть справедливыми следующие соотношения:

$$\left. \begin{aligned} \text{а) } \frac{\partial}{\partial f_T} \left(\frac{1}{\hat{\eta}} \right) \Big|_{f_3, \hat{\eta}} &= 0; \\ \text{б) } \frac{\partial}{\partial f_T} \left(\frac{1}{v} \right) \Big|_{f_3, \hat{\eta}} &= 0; \\ \text{в) } \frac{\partial}{\partial \hat{\eta}} \left(\frac{1}{\hat{\eta}} \right) \Big|_{f_3, f_T} &= \frac{\partial}{\partial f_3} \left(\frac{1}{v} \right) \Big|_{f_T, \hat{\eta}}. \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

Соотношение (18а) выполняется очевидно; (18б) ставит условие а из (18в) следует

$$\frac{1}{\hat{\eta}^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\partial v}{\partial f_3} \Big|_{f_T, \hat{\eta}}. \quad (19)$$

Легко проверить, что функция

$$v = -\frac{\hat{\eta}^2}{f_3 + C_3}, \quad (20)$$

где C_3 – третья константа, соответствует требованиям (18) к коэффициентам пфаффовы формы, а выражение

$$d\theta = \frac{1}{\hat{\eta}} df_3 + df_T - \frac{f_3 + C_3}{\hat{\eta}^2} d\hat{\eta} \quad (21)$$

есть полный дифференциал функции $\theta = \theta(f_3, f_T, \hat{\eta})$.

Преобразим (21) в форму

$$d\theta = d \left[\frac{f_3 + C_3}{\hat{\eta}} + f_T \right]. \quad (22)$$

Заметим, что (22) является полным дифференциалом функции θ и в случае, когда $\theta = \theta(f_3, f_T)$. Однако при этом должно выполняться условие $\hat{\eta} = \hat{\eta}(f_3)$ либо тривиальное условие $\hat{\eta} = \text{const}$.

Рассмотрим такие режимы, когда можно принять $k = \text{const}$. Действительно, рабочие режимы турбоустановок соответствуют условию $\left. \frac{\partial B}{\partial f_3} \right|_{f_T, \hat{\eta}} = \text{const}$, что демонстрируют известные энергетические характеристики теплофикационных турбоагрегатов. Таким образом, поскольку $\left. \frac{\partial B}{\partial f_3} \right|_{f_T, \hat{\eta}} = \frac{k}{\hat{\eta}}$, принятие допущения в виде $k = \text{const}$ соответствует реальным характеристикам турбоагрегатов.

Тогда выражение для расхода топлива при реализации назначенного по f_3 и f_T режима с учетом (22) будет выглядеть так:

$$B = k \left(\frac{f_3 + C_3}{\hat{\eta}} + f_T \right) + C_4,$$

где C_4 – четвертая константа интегрирования.

Определим расход топлива для обеспечения холостого хода (индекс «хх») турбоагрегата

$$B_{\text{хх}} = C_3 \frac{k}{\hat{\eta}_{\text{хх}}} + C_4,$$

причем $\hat{\eta}_{\text{хх}}$ соответствует конденсационному режиму (индекс «к»), т. е. $\hat{\eta}_{\text{хх}} = \hat{\eta}_k$.

И окончательно получаем

$$B = k \left[\frac{f_3}{\hat{\eta}} + f_T + b(\hat{\eta}) \right] + B_{\text{хх}}, \quad (23)$$

где $b(\hat{\eta}) = C_3 \left(\frac{1}{\hat{\eta}} - \frac{1}{\hat{\eta}_k} \right)$.

Предположим, что в генерирующем комплексе используются турбоагрегаты с энергетическими характеристиками, описываемыми соотношением (23).

Заметим при этом, что исследуемую задачу часто можно свести к анализу функционирования только одного турбоагрегата, работающего на частичной нагрузке, поскольку другое генерирующее оборудование либо работает на разрешенной предельной мощности, либо по какой-то причине выведено из эксплуатации.

Представим с целью конкретизации, что $f_i = f_3$. Тогда из условия равенства $B = \frac{\Phi}{\Phi_3}$ и соотношения (23) получаем

$$f_T = \frac{\Phi - \Phi_{xx} - f_3}{k\Phi_3} - b(\hat{\eta}), \quad (24)$$

где $\Phi_{xx} = B_{xx}\Phi_3$.

Таким образом, формально имеем связь обязательной к выдаче потребителю электрической мощности f_3 и мощности теплового потребления f_T , определяемой стратегической целесообразностью режима отпуска этого вида энергии во время контрольного периода в условиях ограниченного запаса топлива на производство тепловой и электрической энергии.

Генерация тепловой энергии в условиях ограниченного количества топлива. Определим отпуск теплоты Q потребителю за кампанию Δt . Очевидно, что

$$Q = \frac{1}{a} \int_{\Delta f_3} (\Phi - \Phi_3) df_3. \quad (25)$$

В рамках рассматриваемой модели турбоустановки из (24) имеем

$$\Phi_3 = \frac{k}{\hat{\eta}} \Phi_3 f_3 + \delta_{\text{пот}}, \quad (26)$$

где $\delta_{\text{пот}}$ – доля потерь энергии от общего количества потерь, равного $\Phi_{xx} + k\Phi_3 b(\hat{\eta})$, отнесенная к производству электрической энергии.

Принимая условности отнесения потерь на ТЭЦ [13], имеем:

$$\delta_{\text{пот}} = 0; \quad \frac{k}{\hat{\eta}} = \frac{1}{\eta_{3, \text{ТУ}}}, \quad (27)$$

где $\eta_{3, \text{ТУ}}$ – электрический КПД турбоустановки по производству электроэнергии при когенерации; k – коэффициент, учитывающий потери теплоты по энергоблоку, $k > 1$.

Представим электрический КПД турбоустановки в линейном приближении

$$\eta_{э,ту} = \eta_k \left[1 + r \left(\frac{\Phi - \Phi_{э}^k}{\Phi_{э}^k} \right) \right], \quad (28)$$

где $\Phi_{э}^k$ – функция, отражающая производство электрической энергии в конденсационном режиме; η_k – электрический КПД установки в конденсационном режиме; r – постоянный коэффициент.

Учитывая, что $r \ll 1$, а функция $\Phi_{э}^k$ по определению равна

$$\Phi_{э}^k = \frac{\varphi_{э} f_{э}}{\eta_k}, \quad (29)$$

и проведя несложные математические преобразования подынтегральной функции (25), получаем другой вид интегрального соотношения для определения Q

$$Q = \frac{1}{a(1-r)} \int_{\Delta f_{э}} (\Phi - \Phi_{э}^k) df. \quad (30)$$

Получить конкретное значение Q можно лишь зная вид функции $\varphi_{э}$. Для примера определим функцию вероятности

$$\varphi_{э} = b_1 \frac{f_{э}^{\min}}{f_{э}} - b_2, \quad (31)$$

где b_1, b_2 – константы.

Тогда

$$Q = \frac{1}{1-r} \left\{ T - \frac{1}{2} (\Phi_{э}^k)^{\min} \Delta \tau (1 + pm) \right\}, \quad (32)$$

где $m = \frac{f_{э}^{\max}}{f_{э}^{\min}}$; $p = \frac{\varphi_{э}^{\max}}{\varphi_{э}^{\min}}$; $(\Phi_{э}^k)^{\min}$ определено выражением (29) в точке $f_{э}^{\min}$, причем

$$\varphi_{э}^{\min} = \frac{(m-1)^2}{(pm-1)(m-1) - m(p-1)\ln(m)}. \quad (33)$$

Обратим внимание, что в безусловно выполняемых $\Phi > \Phi_{э}^k$ общий отпуск тепловой энергии за контрольный период $\Delta \tau$ при заданном запасе

топлива T не зависит от граничных параметров $\Phi^{\max}$ и $\Phi^{\min}$. Это следует из соотношения (32).

Расчет и анализ его результатов. В качестве прототипа исследуемого турбоагрегата выбрана турбина Т–50/60–12,8/0,6 [19]. Основные характеристики турбины энергоблока, необходимые для определения стратегии нагрузки турбоустановки по тепловой и электрической энергии в условиях ограниченного количества топлива, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики турбины
Characteristics of the turbine

Характеристика	Номинальная электрическая мощность $f_{\text{э}}^{\text{ном}}$, МВт	Максимальная электрическая мощность $f_{\text{э}}^{\text{max}}$, МВт	Электрический КПД $\eta_{\text{э,ТУ}}$	Тепловой КПД $\eta_{\text{т,ТУ}}$	Максимальная тепловая мощность $f_{\text{т}}^{\text{max}}$, МВт	КПД котельного агрегата $\eta_{\text{ка}}$	КПД трубопровода $\eta_{\text{тр}}$	КПД brutto энергоблока $\eta_{\text{бл}}^{\text{бр}}$	Доля собственных нужд $\text{Э}_{\text{сн}}$
Значение	50	60	0,40	0,98	116,67	0,93	0,99	0,629	0,05

Таблица 2 демонстрирует принятые исходные данные, используемые в определении нагрузочных характеристик турбоустановки, для двух вариантов граничных условий.

Таблица 2

Исходные данные
Initial data

Характеристика	Максимальная электрическая мощность $f_{\text{э}}^{\text{max}}$, МВт	Минимальная электрическая мощность $f_{\text{э}}^{\text{min}}$, МВт	Максимальная тепловая мощность $f_{\text{т}}^{\text{max}}$, МВт		Минимальная тепловая мощность $f_{\text{т}}^{\text{min}}$, МВт		Отношение вероятностей предельных электрических нагрузок $\frac{\varphi_{\text{э}}^{\text{max}}}{\varphi_{\text{э}}^{\text{min}}}, p$	Постоянный коэффициент r	Электрический КПД в конденсационном режиме $\eta_{\text{к}}$
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2			
Значение	45	15	110	100	40	20	0,3	0,07	0,35

На рис. 2 и 3 показаны результаты расчета функций $\Phi = \Phi(f_{\text{э}})$ и $\Phi_{\text{э}}^k = \Phi_{\text{э}}^k(f_{\text{э}})$ для двух вариантов граничных условий $\Phi^{\min} = \Phi(f_{\text{э}}^{\min}, f_{\text{т}}^{\min})$ и $\Phi^{\max} = \Phi(f_{\text{э}}^{\max}, f_{\text{т}}^{\max})$. Контрольный период работы энергоблока Δt принят равным 8760 ч, ограниченный запас топлива варьировался от $0,85 \cdot 10^6$ до $1,3 \cdot 10^6$ МВт·ч. Кривые 1–4 показывают отличие процессов отпуска теплоты потребителям при разных значениях T .

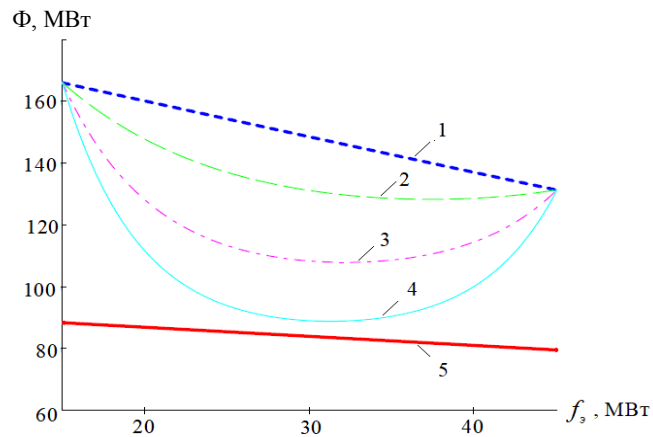


Рис. 2. Зависимость функции Φ от электрической мощности f_3 (вариант граничных условий 1): 1 – запас топлива $1,3 \cdot 10^6$ МВт·ч; 2 – $1,2 \cdot 10^6$; 3 – $1,0 \cdot 10^6$; 4 – $0,91 \cdot 10^6$ МВт·ч; 5 – функция $\Phi = \Phi_3^k$ при отпуске электрической энергии в конденсационном режиме

Fig. 2. Dependence of the function Φ on electrical power (variant of boundary conditions 1): 1 – fuel capacity $1,3 \cdot 10^6$ MW·h; 2 – $1,2 \cdot 10^6$; 3 – $1,0 \cdot 10^6$; 4 – $0,91 \cdot 10^6$ MW·h; 5 – function $\Phi = \Phi_3^k$ when releasing electrical energy in condensation mode

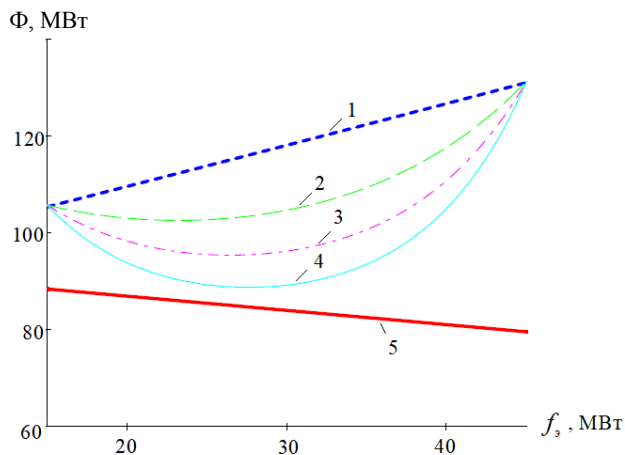


Рис. 3. Зависимость функции Φ от электрической мощности f_3 (вариант граничных условий 2): 1 – запас топлива $1,0 \cdot 10^6$ МВт·ч; 2 – $0,95 \cdot 10^6$; 3 – $0,90 \cdot 10^6$; 4 – $0,85 \cdot 10^6$ МВт·ч; 5 – функция $\Phi = \Phi_3^k$ при отпуске электрической энергии в конденсационном режиме

Fig. 3. Dependence of the function on electrical power (variant of boundary conditions 2): 1 – fuel capacity $1,0 \cdot 10^6$ MW·h; 2 – $0,95 \cdot 10^6$; 3 – $0,90 \cdot 10^6$; 4 – $0,85 \cdot 10^6$ MW·h; 5 – function $\Phi = \Phi_3^k$ – when releasing electrical energy in condensation mode

Рисунки 4 и 5 демонстрируют необходимые изменения подачи топлива B в котельный агрегат энергоблока в зависимости от электрической нагрузки в условиях принятой стратегии когенерации при ограниченных в контрольный период времени запасах топлива.

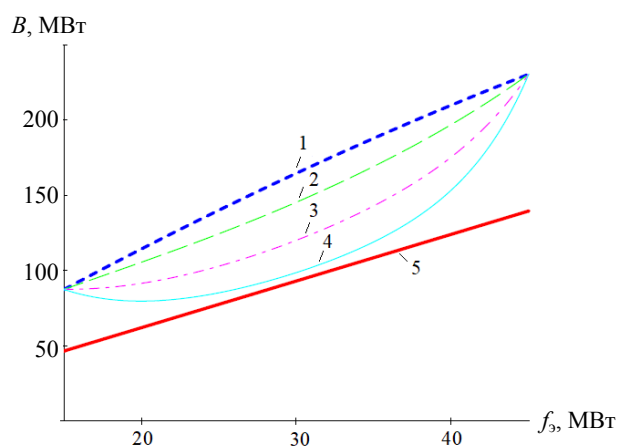


Рис. 4. Зависимость расхода топлива B от электрической мощности f_3 (вариант граничных условий 1): 1 – запас топлива $1,3 \cdot 10^6$ МВ·ч; 2 – $1,2 \cdot 10^6$; 3 – $1,0 \cdot 10^6$; 4 – $0,91 \cdot 10^6$ МВ·ч; 5 – расход топлива при отпуске электрической энергии в конденсационном режиме

Fig. 4. Dependence of fuel consumption on electric power (variant of boundary conditions 1): 1 – fuel capacity $1,3 \cdot 10^6$ MW·h; 2 – $1,2 \cdot 10^6$; 3 – $1,0 \cdot 10^6$; 4 – $0,91 \cdot 10^6$ MW·h; 5 – fuel consumption when releasing electrical energy in condensation mode

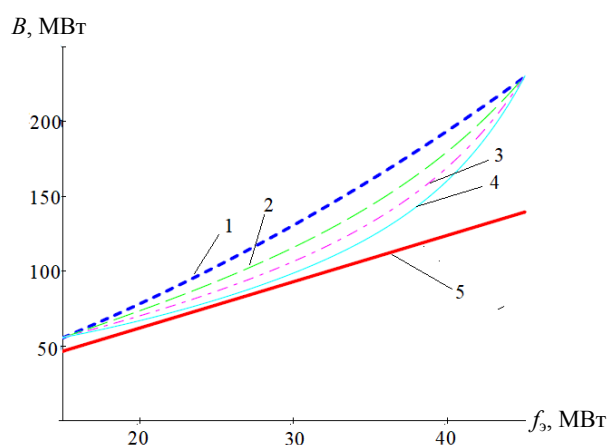


Рис. 5. Зависимость расхода топлива B от электрической мощности f_3 (вариант граничных условий 2): 1 – запас топлива $1,0 \cdot 10^6$ МВ·ч; 2 – $0,95 \cdot 10^6$; 3 – $0,90 \cdot 10^6$; 4 – $0,85 \cdot 10^6$ МВ·ч; 5 – расход топлива при отпуске электрической энергии в конденсационном режиме

Fig. 5. Dependence of fuel consumption on electrical power (variant of boundary conditions 2): 1 – fuel capacity $1,0 \cdot 10^6$ MW·h; 2 – $0,95 \cdot 10^6$; 3 – $0,90 \cdot 10^6$; 4 – $0,85 \cdot 10^6$ MW·h; 5 – fuel consumption when releasing electrical energy in condensation mode

Очевидно, что не следует ожидать соответствия отпуска теплоты потребителю его реальным потребностям. Ограниченный запас топлива, используемый в контрольный период, не может обеспечить нужды потребителей совокупно и в электрической энергии, и в теплоте, в противном случае он не был бы ограниченным.

Естественно представить наличие дополнительного источника теплоты, не являющегося аналогом турбоустановки и работающего на ином топ-

ливе [20]. Предпочтительным в данном случае видится использование оборудования, функционирующего от возобновляемого источника энергии (ВИЭ), например солнечных коллекторов. При этом легко произвести оптимизацию комплекса когенерация – ВИЭ, минимизировав необходимую мощность оборудования ВИЭ. Подобного рода оптимизация достигается выбором таких граничных значений функции $\Phi(f_s)$, при которых минимум производства тепловой энергии при когенерации (рис. 1) соответствует периоду максимальной работоспособности ВИЭ.

ВЫВОД

Предлагаемая стратегия когенерации в условиях жесткого ограничения количества топлива не зависит от вида используемого органического топлива и не привязана к календарным датам контрольного периода. Выбор величин тепловых нагрузок при максимальном и минимальном электропотреблении не влияет на общий отпуск теплоты потребителям в течение контрольного периода. Кроме того, в случае форс-мажора стратегия легко корректируется по новым требованиям с учетом количества оставшегося топлива, новой функции обязательной нагрузки по продолжительности и нового контрольного периода функционирования энергоблока.

ЛИТЕРАТУРА

1. Грачев, И. Д. О различных подходах к регулированию потребления энергии / И. Д. Грачев, С. А. Некрасов // Вестник МЭИ. 2010. № 1. С. 122–126.
2. Грачев, И. Д. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов / И. Д. Грачев, С. А. Некрасов // Теплоэнергетика. 2010. № 4. С. 45–48.
3. Борисов, А. А. Модифицированный метод неопределенных множителей Лагранжа для оптимизации нагрузок ТЭЦ / А. А. Борисов, В. П. Жуков, Е. В. Барочкин // Повышение эффективности энергетического оборудования: материалы V Всерос. науч.-практ. конф. Иваново: ИГЭУ, 2010. С. 28–31.
4. Задача оптимальной загрузки оборудования ТЭЦ с учетом распределения сетевой воды между подогревателями и комбинированный метод ее решения / А. А. Борисов [и др.] // Вестник ИГЭУ. 2010. Вып. 4. С. 10–12.
5. Барочкин, Е. В. Разработка методов расчета и оптимизации систем теплофикации на ТЭЦ / Е. В. Барочкин, В. П. Жуков, А. А. Борисов // Вестник ИГЭУ. 2011. Вып. 1. С. 24–26.
6. Жежеленко, И. В. Основные направления повышения эффективности производства, передачи и распределения электрической энергии / И. В. Жежеленко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 1. С. 28–35. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-28-35>.
7. Рахмонов, И. У. Математические модели и алгоритмы оптимального управления нагрузкой электропотребителей / И. У. Рахмонов, К. М. Реймов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 6. С. 528–535. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-6-528-535>.
8. Аракелян, Э. К. Оптимизация работы ТЭЦ со сложным составом оборудования в условиях переменных графиков энергопотребления / Э. К. Аракелян, Д. Ю. Цыпулев, // Вестник МЭИ. 2007. № 1. С. 32–37.
9. Цыпулев, Д. Ю. Методические положения оптимизации управления режимами ТЭЦ со сложным составом оборудования / Д. Ю. Цыпулев, Э. К. Аракелян // Теплоэнергетика. 2008. № 3. С. 67–73.

10. Чичерова, Н. Д. Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентрали, характеризуемой целевой функцией с нелинейными ограничениями / Н. Д. Чичерова, Л. А. Низамов // Надежность и безопасность энергетики. 2016. № 1. С. 35–40.
11. Низамов, Л. А. Программный комплекс оптимизации режимов работы теплоэлектроцентрали / Л. А. Низамов, Н. Д. Чичерова // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2016. № 1–2. С. 64–74.
12. Батухтин, А. Г. Оптимизация отпуска теплоты от ТЭЦ на основе математического моделирования с учетом функционирования различных типов потребителей: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / А. Г. Батухтин. Улан-Удэ, 2005. 16 с.
13. Боровков, В. М. Повышение эффективности систем теплоснабжения / В. М. Боровков, Е. М. Михайлова // Известия высших учебных заведений. Лесной журнал. 2007. № 5. С. 122–130.
14. Сердюк, А. Оптимизация процессов тепловой энергогенерации: организационные аспекты в условиях украинской энергетики / А. Сердюк // Economic Growth in Conditions of Globalization: Welfare and Social Inclusion: International Conference on Theoretical and Applied Economic Practices. Chisinau. 2019. Vol. 1. P. 51–57.
15. Симкин, А. И. Проблемы работы нагревательных печей в условиях дефицита топлива / А. И. Симкин, В. В. Потемкин // Вісник Приазовського державного технічного університету. 2000. Вып. 10. С. 252–256.
16. Гельфанд, И. М. Вариационное исчисление / И. М. Гельфанд, С. В. Фомин. М.: Наука, 1961. 228 с.
17. Смирнов, А. В. Свойства целевых функций и алгоритмов поиска в задачах многокритериальной оптимизации / А. В. Смирнов // Russian Technological Journal. 2022. Т. 10, № 4. С. 75–85. <https://doi.org/10.32362/2500-316X-2022-10-4-75-85>.
18. Кузеванов, В. С. К вопросу об эффективности планирования режимов работы оборудования ТЭЦ / В. С. Кузеванов, М. М. Султанов // Вестник Воронежского государственного технического университета. 2009. Т. 5, № 11. С. 115–119.
19. Тепловые и атомные электростанции / под общ. ред. чл.-корр. РАН А. В. Клименко и проф. В. М. Зорина. М.: МЭИ, 2003. 648 с.
20. Яштулов, Н. А. Водородная энергетика возобновляемых источников тока / Н. А. Яштулов, М. В. Лебедева // Российский технологический журнал. 2017. Т. 5, № 3. С. 58–73.

Поступила 17.01.2022 Подписана в печать 05.09.2022 Опубликовано онлайн 31.05.2023

REFERENCES

1. Grachev I. D., Nekrasov S. A. (2010) On Different Approaches to Energy Consumption Regulation. *Vestnik MEI = Bulletin of MPEI*, (1), 122–126 (in Russian).
2. Grachev I. D., Nekrasov S. A. (2010) Some Aspects Related to Supply of Power for Small Settlements. *Thermal Engineering*, 57 (4), 320–324.
3. Borisov A. A., Zhukov V. P., Barochkin E. V. (2010) Modified Method of Indefinite Lagrange Multipliers for Optimization of CHP Loads. *Povyshenie Effektivnosti Energeticheskogo Oborudovaniya: Materialy V Vseros. Nauch.-Prakt. Konf.* [Improving the Efficiency of Power Equipment: Materials of the V All-Russian Scientific and Practical Conference]. Ivanovo, IGEU, 28–31 (in Russian)
4. Zhukov V. P., Barochkin E. V., Borisov A. A., Petrovanov S. A. (2010) The problem of Optimization of Heat Power Plant Equipment Taking into Consideration Delivery Water Distribution between Heat Exchangers and Combined Method of Its Solution. *Vestnik Ivanovskogo Gosudarstvennogo Energeticheskogo Universiteta = Vestnik IGEU*, (4), 10–12 (in Russian).
5. Barochkin E. V., Zhukov V. P. (2011) Developing Calculation and Optimization Methods of Heat Supply Systems at Heat Power Stations. *Vestnik Ivanovskogo Gosudarstvennogo Energeticheskogo Universiteta = Vestnik IGEU*, (1), 24–26 (in Russian).
6. Zhezhelanko I. V. (2018) The Main Directions of Improving the Efficiency of Production, Transmission and Distribution of Electrical Energy. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh*

- Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 28–35. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-28-35> (in Russian).
7. Rakhmonov I. U., Reymov K. M. (2019) Mathematical Models and Algorithms of Optimal Load Management of Electricity Consumers. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (6), 528–535. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-6-528-535> (in Russian)
 8. Arakelyan E. K., Tsypulev D. Y. (2007) Optimization of the Operation of a Thermal Power Plant with a Complex Composition of Equipment in Conditions of Variable Power Consumption Schedules. *Vestnik MEI = Bulletin of MPEI*, (1), 32–38 (in Russian).
 9. Tsypulev D. Yu., Arakelyan E. K., Makarch'yan V. A. (2008) Methodical Principles for Optimally Controlling the Operating Conditions of Cogeneration Stations with a Complex Composition of Equipment. *Thermal Engineering*, 55 (3), 255–262.
 10. Chicherova N. D., Nizamov L. A. (2016) Optimization of the operation modes of a thermal power plant characterized by an objective function with nonlinear constraints. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*, (1), 35–40 (in Russian).
 11. Nizamov L. A., Chichirova N. D. (2016) Software Package for Optimization of Modes of Thermal Power Plant. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Problemy Energetiki = Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, (1–2), 64–74 (in Russian).
 12. Batukhtin A. G. (2005) *Optimization of Heat Release from Thermal Power Plants Based on Mathematical Modeling Taking into Account the Functioning of Various Types of Consumers*. Ulan-Ude. 16 (in Russian).
 13. Borovkov V.M., Mikhailova E.M. (2007) Efficiency Increase of Heat Supply System. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Lesnoi Zhurnal = Russian Forestry Journal*, (5), 122–130 (in Russian).
 14. Serdyuk A. (2019) Optimization of Thermal Energy Generation Processes: Organizational Aspects in the Conditions of Ukrainian Energy. *Economic Growth in Conditions of Globalization: Welfare and Social Inclusion: International Conference on Theoretical and Applied Economic Practices*. Chisinau, 1, 51–57 (in Russian).
 15. Simkin A. I., Potemkin V. V. (2000) Problems of Operation of Heating Furnaces in Conditions of Fuel Shortage. *Visnik Priazov'skogo Derzhavnogo Tekhnichnogo Universitetu = Reporter of the Priazovskyi State Technical University*, (10), 252–256 (in Russian).
 16. Gelfand I. M., Fomin S. V. (1961) *Calculus of Variations*. Moscow: Nauka Publ. 228 (in Russian).
 17. Smirnov A. V. (2022) Properties of Objective Functions and Search Algorithms in Multi-Objective Optimization Problems. *Russian Technological Journal*, 10 (4), 75–85. <https://doi.org/10.32362/2500-316X-2022-10-4-75-85> (in Russian).
 18. Kuzevanov V. S., Sultanov M. M. (2009) To the Question of Planning Heat and Power Station Equipment Operating Modes Efficiency. *Vestnik Voronezhskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta = Bulletin of Voronezh State Technical University*, 5 (11), 115–119 (in Russian).
 19. Klimenko A. V., Zorin V. M. (2003). *Thermal and Nuclear Power Plants*. Moscow: MEI. 648 (in Russian).
 20. Yashtulov N. A., Lebedeva M. V. (2017) Hydrogen Energy of Renewable Sources of Current. *Russian Technological Journal*, 5 (3), 58–73 (in Russian).