

## СЕКЦИЯ 7: УПРАВЛЕНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ, ИНФРАСТРУКТУРНЫМИ И ДРУГИМИ СИСТЕМАМИ

### МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОЦЕНТРА НА БАЗЕ ГАЗО-ПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК С УЧЕТОМ ФАКТОРОВ ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ

Аракелян Э.К., Симаков К.А.

*Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»,  
Россия, г.Москва, ул.Красноказарменная, дом 14*

Edik\_arakelyan@inbox.ru

*Аннотация* Рассматривается проблема выбора оптимальных режимов оборудования энергоцентра на базе газо-поршневых установок с учетом факторов экономичности и надежности при наличии возможности резервного и аварийного электропотребления от централизованной системы электроснабжения. Показано, что при наличии действующей газовой котельной оптимальному распределению подлежит только электрическая нагрузка. Приведены методические подходы к выбору и расчету критериев экономичности и надежности с учетом технических и параметрических ограничений, а также общий подход и алгоритм решения поставленной двухкритериальной задачи с применением метода последовательных уступок.

Ключевые слова: автономный энергоцентр, режимы работы, оптимизация, многокритериальный подход, критерии, экономичность, надежность, алгоритм.

#### **Введение**

С переходом энергетики на рыночные отношения возникли проблемы надежного электро и теплоснабжения промышленных предприятий, связанные с высокими тарифами. Одним из возможных путей решения проблем энергосбережения и повышения энергетической эффективности является развитие автономных систем комбинированной выработки тепла и электроэнергии, в том числе на базе газо-поршневых электростанций. Основными преимуществами применения газо-поршневых установок являются более высокий КПД - до 87-95 % (за счет когенерации), применение в качестве топлива природного газа, значительно более дешевого, чем дизельное топливо, что снижает стоимость произведенной электроэнергии и тепла в 2-4 раза. При этом газо-поршневые агрегаты (ГПА) имеют достаточно низкий уровень выбросов вредных веществ, надежны в эксплуатации и способны длительное время работать при частичных нагрузках без ущерба для своего ресурса и незначительным снижением КПД [1].

Вместе с тем особенностью газопоршневых двигателей является то, что конструкционные особенности камеры сгорания не позволяют установкам работать при нагрузке менее 30% от номинала. В случае возникновения угрозы работы установок в режиме недогруза (т.е. при работе на нагрузке менее 30%), рекомендуется провести ряд мероприятий для увеличения нагрузки (установка дополнительных потребителей, установка резистивных потребителей и т.п.). Данный момент является критичным для установок большой единичной мощности. Для исключения такой опасности принято, что минимальная нагрузка ГПУ составляет 40% от установленной мощности.

При работе электростанций с ГПА (ГПЭ) на пониженных нагрузках, например, при прохождении провалов в графиках электропотребления возникает проблема оптимального распределения суммарной электрической нагрузки между генерирующими агрегатами. Обусловлено это, во-первых, нелинейными энергетическими характеристиками ГПА и во-вторых, различием текущего технического и, соответственно их состояния по показателям надежности как на частичных нагрузках, так и при останове с последующим пуском. В статье рассматриваются методические подходы многокритериальной постановки задачи выбора состава генерирующего оборудования и оптимального распределения электрической нагрузки с учетом факторов экономичности и надежности применительно к автономной электростанции мощностью 25МВт с 6-ю ГПА мощностью по 1057 кВт (первая очередь) и 6-ю ГПА мощностью по 3047 кВт (вторая и третья очереди по 3 агрегата) при работе станции в зимнем режиме. Графики электрической нагрузки характеризуются ночными и дневными провалами нагрузок длительностью соответственно 4-5 и 5-6 часов с отношением минимальной нагрузки к максимальной соответственно 0,55-0,65 и 0,75-0,85.

Отличительной особенностью рассматриваемого энергоцентра является наличие действующей связи с централизованной системой электроснабжения без перетока электрической мощности от внутренней сети в центральную и возможностью притока мощности, равной установленной мощности первой очереди ГПЭ в аварийных режимах и, при необходимости, в часы пиковых нагрузок. Кроме того, основная нагрузка по выработке тепла для нужд отопления, горячего водоснабжения и вентиляции производится на существующей газовой котельной.

## **1 Особенности режимов энергоцентра**

Как показано в [2], с точки зрения обеспечения требуемой проектной надежности электро- и теплоснабжения в период ликвидации аварии наличия связи с внешней сетью и наличие газовых водогрейных котлов непосредственно у потребителя тепла является предпочтительней.. Преимуществом этого варианта заключается также в том, что водогрейные котлы газовой котельной могут обеспечить частично или полностью теплоснабжение энергоцентра и жилого комплекса при недостаточной выработке тепла при работе ГПЭ на пониженных нагрузках или в аварийных случаях с прекращением выдачи тепла из ГПУ. При возможных авариях на газовой котельной тепловая мощность энергоцентра может обеспечить минимальный уровень теплоснабжения наиболее ответственных потребителей тепла. Обусловлено это тем, что величина вырабатываемого тепла на ГПУ жестко связана с выработкой электроэнергии и при снижении электрической мощности ГПУ пропорционально снижается и выработка тепла.

Таким образом, отличительной особенностью задачи выбора режимов работы ГПЭ заключается в том, что распределению подлежит только электрическая мощность станции, тогда как отпуск тепловой энергии можно регулировать основными источниками тепла, т.е. водогрейными котлами, установленными на газовой котельной. Это означает, что при прохождении провалов графиков энергопотребления подлежит решить задачу оптимизации выбора состава генерирующего оборудования и распределение электрической нагрузки между параллельно работающими ГПА.

Принципиально выбор режимов работы оборудования электростанции состоит из двух взаимосвязанных задач: выбор состава генерирующего оборудования для прогнозного графика электропотребления на оперативные сутки; распределение нагрузки между генерирующим оборудованием при известном составе оборудования.

В настоящее время в централизованных энергосистемах эти две задачи разнесены во времени – выбор состава генерирующего оборудования между генерирующей компанией и диспетчерской службой согласовывается за несколько суток вперед, а оптимальное распределение нагрузки (если оно проводится), может быть проведена или за сутки при подготовке станции предложений к выходу на рынок «на сутки вперед», либо в оперативном режиме при выполнении диспетчерского графика, а так же при участии станции на балансирующем рынке электроэнергии. Очевидно, что такой подход ставит перед эксплуатацией сложную проблему строгого обеспечения утвержденного за 2-3 суток вперед состава оборудования из-за возможных отклонений в , связанных с неудовлетворительным техническим состоянием оборудования. Этим обусловлен факт, что при выборе состава генерирующего оборудования в настоящее время генерирующими компаниями редко применяется остановочно-пусковой режим при прохождении ночных провалов электрических нагрузок и все чаще – режим работы на нижних границах мощности регулировочного диапазона, что во многих случаях экономически не оправдан.

Очевидно, что для автономной энергосистемы применение такого подхода не целесообразно, так как, как показано в [3], максимальный эффект от оптимизации режимов работы оборудования электростанции получается именно при совместном решении обеих задач одновременно. Кроме того, при предлагаемом подходе значительно проще учитывать текущее техническое состояние каждой установки. Как было указано выше, в статье рассматривается многокритериальный подход к выбору оптимальных режимов эксплуатации. Это обусловлено тем, что при автономном энергоснабжении фактор надежности тепло и энергоснабжения потребителей тепла и электроэнергии имеет не меньшее значение, чем экономический эк фактор. Обусловлено это так же и тем, что аварийный останов ГПА, как результат пренебрежения фактором долгосрочной надежности при выборе режимов их работы, требует значительного времени на выявление причин и проведение восстановительных работ [2].

## 2 Выбор критерия экономичности

При наличии действующей связи с внешней системой электроснабжения.

В качестве показателя, отражающего экономическую эффективность работы оборудования принят стоимость израсходованного топлива за рассматриваемый период времени. В общем виде затраты топлива на АТЭЦ за время  $t_1 - t_2$  можно представить в виде:

$$S_{cm} = \int_{t_1}^{t_2} \left\{ C_T \left[ \sum_{i=1}^{n_u} B_i(N_i, Q_i) \right] + \sum_{k=1}^K [C_T B_k(Q_k) + C_{\Delta\mathcal{E}} \Delta\mathcal{E}_{Ct}] \right\} dt + C_T \sum_{j=1}^{j=m} \Delta B_{jp}, \quad (1)$$

где  $n$  - число генерирующих агрегатов;  $m$ - число резервированных агрегатов;  $C_T$  - цена топлива  $i$ -го агрегата;  $B_i(N_i)$  - функция затрат топлива на  $i$ -ом генерирующем агрегате;  $\Delta B_p$  - потери (затраты) топлива на резервирование (останов, пуск и т.д.);  $K$ - число водогрейных котлов (ВК), установленных у теплового потребителя или в водогрейной котельной;  $C_{\Delta\mathcal{E}}$ - средняя цена электроэнергии в централизованной системе;  $\Delta\mathcal{E}_{Ct}$ - средняя мощность, закупаемая из внешней сети за единицу времени.

Как правило, отчетность станции по выработке электроэнергии и мощности проводится с интервалом за один час, при этом в качестве расчетного значения принимается усредненное значение для мощности и выработки электроэнергии. С учетом этого выражение (1) для  $t$ -го часа запишем в виде:

$$S_{cm} = C_T \left( \sum_{i=1}^n b_i N_i + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta B_{jp} + \sum_{k=1}^{k=K} b_{kq} Q_k \right) + C_{\Delta\mathcal{E}} \Delta N_C, \quad (2)$$

Расчет (1) ведется при соблюдении следующих балансовых уравнений и ограничений:

- электрическая мощность станции в  $t$ -й час

$$N_{Cte} = \sum_{u=1}^{i=n} N_{it} + \Delta N_{Ct}, \quad i=1,2,\dots,n; \quad (3)$$

- суммарная тепловая нагрузка теплового потребителя в  $t$ -й час:

$$Q_{Cte} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_{it}) + \sum_{k=1}^K Q_{kt} \quad i=1,2,\dots,n, \quad k=1,2,\dots,K; \quad (4)$$

где  $Q_i(N_i)$  - выработка тепла на  $i$ -м генерирующем ГПА при заданной мощности;

$Q_k$  - выработка тепла на  $k$ -м водогрейном котле;

- ограничения по минимальным и максимальным значениям мощности ГПА

$$N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max}, \quad i = 1,2,\dots,n \quad (5)$$

- ограничение по отбираемой мощности от внешней сети

$$\Delta N_{Ct} \leq \Delta N_{C\max} \quad (6)$$

При работе станции без отбора электроэнергии от внешней сети

В этом варианте в уравнениях (1-3)  $\Delta N_{Ct} = 0$  и оптимизационные расчеты можно вести не по стоимости топлива, а по стоимости расхода топлива.

$$B_{cm} = C_T \left( \sum_{i=1}^n b_i N_i + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta B_{jp} + \sum_{k=1}^{k=K} b_{kq} Q_k \right), \quad (7)$$

### 3 Подходы к выбору критерия надежности

В качестве показателя надежности принимается суммарный коэффициент надежности, равным вероятности безотказной работы оборудования систем электроснабжения  $K_{ГПУ}^H$  и теплоснабжения  $K_{ГПУ}^T$  в рассматриваемых вариантах при заданном составе оборудования:

$$K_H^Э = f(P_{ГПУ}^Э, P_{ВС}, P_{ВНС}, P_{ЭП}) \quad (8)$$

$$K_H^T = f(P_{ГПУ}^T, P_{ТС}, P_{ВК}, P_{ТТ}) \quad (9)$$

где в скобках в (8): соответственно вероятности безотказной работы электрического оборудования ГПЭ, внешней сети электроснабжения, внутренней электрической сети и электрического потребителя; в (9): вероятности безотказной работы теплового оборудования ГПЭ, тепловой сети, водогрейных котлов газовой котельной и теплового потребителя.

Приняты следующие условия и допущения при расчете коэффициентов надежности электро и теплоснабжения:

- любая аварийная ситуация на ГПЭ по причине систем отвода тепла или газового двигателя и генератора приводит к аварийной остановке установки в целом, в связи с чем коэффициент надежности ГПА принимается одинаковым при расчете коэффициентов аварийности систем тепло и электроснабжения, т.е.

$$P_{ГПУ}^Э = P_{ГПУ}^T \quad (10)$$

- принимается, что: в пределах рассматриваемого диапазона изменения относительной нагрузки ГПУ (1,0-0,4) от номинальной электрической мощности величина вероятности безаварийной работы ГПУ постоянная величина; вероятности внешней и внутренней электрических сетей, электрических и тепловых потребителей, тепловой сети и водогрейного котла постоянные величины;
- для упрощения расчетов допускается, что вероятность безаварийной работы ГПУ не зависит от номинальной мощности установки;
- при принятых условиях значение коэффициента надежности системы электроснабжения будет зависеть от числа генерирующих и остановленных ГПА и наличия или отсутствия связи со внешним источником электроснабжения.
- при выборе оптимального режима работы энергоцентра в качестве критерия по надежности рассматривается только коэффициент надежности электроснабжения.

### 4 Постановка оптимизационной задачи

С учетом принятых условий постановка многокритериальной задачи будет иметь вид:  
найти

$$\max F1 = \max [ C_T \left( \sum_{i=1}^n b_i N_i + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta B_{jp} + \sum_{k=1}^{k=K} b_{kq} Q_k \right) + C_Э \Delta N_C ], \quad (11)$$

$$\max F2 = \max f(P_{ГПУ}^Э, P_{ВС}, P_{ВНС}, P_{ЭП}) \quad (12)$$

при соблюдении условий и ограничений (3)-(5).

Анализ системы уравнений (2)-(4) показывает, что выработка требуемого по тепловому графику объема тепла и распределение его между ГПЭ и водогрейными котлами газовой котельной однозначно зависит от результатов распределения электрической нагрузки между генерирующими ГПА. Это означает, что задачу выбора состава генерирующего электрического и теплового оборудования и распределения электрической и тепловой нагрузок между генерирующим установками нужно решать в следующей последовательности:

Выбор состава генерирующего электричество ГПА и оптимальное распределение прогнозируемой электрической нагрузки между ними с учетом возможности покупки электроэнергии из внешней сети;

Определение суммарного отпуска тепла ГПА, как сумма отпуска генерирующими установками;

Определение дополнительного объема выработки тепла основными источниками тепла ( в данном случае – водогрейными котлами газовой котельной);

Выбор состава дополнительных источников тепла и оптимальное распределение отпуска тепла между ними (если такая необходимость возникает).

Для учета рыночных условий работы внешней сети, решение указанных задачи необходимо выполнить заранее, с учетом необходимости выхода на рынок «на сутки вперед».

С учетом неопределенности части исходной информации решение поставленной задачи можно реализовать в упрощенной постановке в части оптимального распределения электрической нагрузки.

Дополнительную дооптимизацию распределения нагрузки необходимо провести при выполнении суточного диспетчерского графика уже с учетом текущего технического состояния каждой установки по показателям экономичности и надежности.

Рассмотрим постановку задачи применительно к конкретным условиям рассматриваемого энергоцентра:

1. Учитывая высокую экономическую эффективность выработки тепла на ГПУ, как и было указано выше, выработка тепла на газовой котельной определяется как разница между общим объемом тепла по тепловому графику с вычетом выработанного суммарного тепла генерирующими электроэнергию установками;

2. В соответствие проектной документацией переток мощности с энергоцентра во внешнюю сеть не предусмотрен, в связи с чем при проведении оптимизационных расчетов рассматривается только возможность отбора мощности из внешней сети как при прохождении пиковых нагрузок, так и при прохождении ночных провалов графиков электропотребления (при условии, что ночной тариф на рынке электроэнергии ниже, чем стоимость ее выработки в энергоцентре).

## 5 Формирование исходных данных по надежности элементов структурных схем ГПУ

Надежность каждого элемента может быть представлена стационарными значениями показателей: коэффициентом готовности  $K_G$ , временем наработки на отказ  $T_0$ , ч (или частотой отказов  $\omega$ , 1/год), временем восстановления  $T_B$ , ч.

Коэффициент готовности характеризует вероятность работоспособного состояния в произвольно выбранный момент времени и для элемента с чередованием состояний «работа – восстановление» определяется как:

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}, \quad (13)$$

поскольку для экспоненциального закона распределения  $T_0 = \frac{1}{\lambda}$ ,  $T_B = \frac{1}{\mu}$ , где

$\mu$  – интенсивность восстановления, которая численно равна средней доле времени, в течение которого система пребывает в работоспособном состоянии.

Вероятность того, что система окажется работоспособной в произвольно выбранный момент времени в установившемся режиме эксплуатации и что, начиная с этого момента, система будет работать безотказно в течение заданного интервала времени  $t$ , называют коэффициентом оперативной готовности:

$$k_{OG}(t) = \frac{\theta}{\theta + \tau_B} \cdot P(t_x, t), \quad (14)$$

где  $P(t_x, t)$  – условная вероятность безотказной работы системы на интервале  $(t_x, t_x+t)$  при условии, что в момент  $t_x$  система была работоспособна;  $\tau_B$  – длительность восстановления;  $\theta$  – средняя наработка до отказа (время работы энергоблока (объекта) от начала эксплуатации до отказа (или между двумя соседними отказами)).

Если распределение времени безотказной работы системы является экспоненциальным, то последнее выражение можно упростить, учитывая свойство экспоненциального распределения: независимость безотказной работы на интервале  $(t, t+\Delta t)$  от момента  $t$ . Тогда:

$$k_{OG}(t) = \frac{\theta}{\theta + \tau_B} \cdot e^{-\lambda \cdot t}. \quad (15)$$

Частота отказов элементов оценивается числом повреждений (выходом из строя) элементов в единицу времени и определяется как отношение числа отказавших элементов  $n_0$  за период  $\Delta t$  к общему числу однотипных элементов  $n$ :

$$\omega = \frac{n_0}{n \cdot \Delta\tau} = \frac{365 \cdot 24}{T_0} = 8760 \cdot \lambda. \quad (16)$$

## 6 Оценка вероятностей возможных состояний системы

Для оценки показателей надежности тепловая схема установки представляется совокупностью элементов, имеющих последовательное или параллельное соединение. Параллельное соединение понимается в том смысле, что имеется резервирование (например, питательных, конденсатных насосов и других элементов схемы).

Модель дерева событий (отказов) представляется в виде:

$$(\omega T) = \sum_{i=1}^n \omega_i T_{Bi} + \sum_{j=1}^m \prod_{1}^2 \omega_j T_{Bj} + \sum_{y=1}^k \prod_{1}^3 \omega_y T_{By}, \quad (17)$$

где  $n$  – количество последовательно соединенных элементов;  $m, k$  – количество элементов с одним и двойным резервированием.

Вероятность состояния отказов в этом случае можно рассчитать по формуле:

$$P = \left( \frac{\omega T}{8760} \right) = \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{j=1}^m \prod_{1}^2 P_j + \sum_{y=1}^k \prod_{1}^3 P_y. \quad (18)$$

## 7 Расчет комплексных показателей надежности с учетом режимов работы ГПУ

Основные показатели надежности при работе установки на номинальной нагрузке:

$$\text{- коэффициент простоя энергоблока: } q = \frac{P}{1+P}, \quad (19)$$

$$\text{- коэффициент готовности: } K_G = 1 - q = \frac{1}{1+P}, \quad (20)$$

$$\text{- коэффициент оперативной готовности: } k_{OG}(t) = K_G \cdot e^{-\lambda \cdot t}. \quad (21)$$

Для учета режимов работы ГПУ при расчете коэффициента оперативной готовности, необходимо располагать исходными данными по ожидаемому количеству остановов для замены масла, различных ремонтов, резервирования путем останова и т.д. Такие данные можно получить обработкой ретроспективных данных эксплуатации за предыдущие несколько лет (например, с использованием нейросетевой технологии), либо привлечь экспертов для их оценки.

Принимается, что ГПУ может находиться в следующих состояниях: останова для замены масла, останова на плановое техническое обслуживание (через каждые 2000ч., аварийном останове, останове в резерв с останом и последующим пуском, в разгруженном состоянии при участии в регулировании нагрузки и в оставшееся время года – в стационарном режиме с номинальной нагрузкой.

Относительное время нахождения ГПУ в  $k$ -м режиме  $\varphi_k$  для указанных режимов за год (кроме номинального режима), рассчитывается как:

$$\varphi_k = \frac{\tau_k \lambda_k}{8760}, \quad k=1,2,\dots,K \quad (22)$$

И для стационарного режима

$$\varphi_S = 1 - \sum_{k=1}^K \varphi_k, \quad (23)$$

Интегральный коэффициент готовности энергоблока за год можно оценить по выражению

$$K_G = \sum_{k=1}^K \varphi_k K_{GK} + \varphi_S K_{GS}, \quad (24)$$

где  $K_{GK}$  – коэффициенты готовности энергоблока в  $k$ -м режиме работы (резерва, пуска, регулирования нагрузки, останова, стационарном режиме).

$$K_{GK} = K_{GS} - (e^{\varphi_k} - 1), \quad (25)$$

где  $K_{GS}$  -коэффициент готовности в стационарном режиме.

Анализируя вышеприведенные показатели надежности работы ГПА, при проведении оптимизации режимов работы энергоцентра считаем целесообразным принятие в качестве критерия по надежности коэффициент оперативной готовности. Проведя данный расчет для каждой ГПУ, и получив численные данные оперативной готовности по каждому из них и располагая аналогичными показателями внешней сети электроснабжения, можно выбрать состав генерирующего оборудования и провести оптимальное распределение нагрузки при известном составе генерирующего оборудования.

## 7 Принятый подход к решению двухкритериальной задачи оптимизации

Обобщая вышеприведенное, постановка двухкритериальной задачи оптимального распределения текущей нагрузки энергоцентра с учетом принятых условий и ограничений представим в виде:

найти для текущего часа

$$\max F1 = \max [ C_T \left( \sum_{i=1}^n b_i \cdot N_i + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta B_{jp} + C_{\varepsilon} \cdot \Delta N_C \right), \quad (26)$$

$$\max F2 = \max f(k_{ог}^{\varepsilon}, k_{ог}^{\varepsilon}) \quad (27)$$

С учетом технических и параметрических ограничений, приведенных выше.

В качестве математического метода решения поставленной двухкритериальной оптимизационной задачи рекомендуется применение метода «последовательных уступок», когда осуществляется поиск не единственного точного оптимума, а некоторой области решений, близких к оптимальному, – квазиоптимального множества [4-6]. При этом уровень допустимого отклонения от точного оптимума определяется с учетом точности постановки задачи (например, в зависимости от точности вычисления величины критериев), а также некоторых практических соображений (например, требований точности решения задачи). Величины уступок характеризуют отклонение приоритета одних частных критериев перед другими от лексикографического: чем уступки меньше, тем приоритет жестче. [5]

Решение осуществляется по следующему алгоритму: рассматривается первый по важности критерий, например, критерий по экономичности и определяется в данном случае его максимальное значение. путем решения однокритериальной задачи оптимизации по одному из известных методов [3], т.е. находим

$$F1(x) = \max. \quad (28)$$

Затем назначается относительная величина “целесообразного” уменьшения (уступки)  $\delta$  критерия  $F_1$  и ищется максимальное значение критерия надежности  $F_2$ , путем решения однокритериальной задачи

$$F2(x) = \max. \quad (29)$$

с дополнительным ограничением:

$$F1 \otimes (1 - \delta) \leq F1 \leq F1 \otimes \quad (30)$$

где  $\delta$  - величина уступки по критерию экономичности, в долях от его оптимального значения.,  $F1 \otimes$  – найденное оптимальное значение  $F1$ .

Для решения многокритериальной задачи нужно так ранжировать критерии, чтобы потом удобнее было выбирать значения уступок.

Особенно удобным является случай, когда уже в результате предварительного анализа многокритериальной задачи выясняется, что можно допустить уступки лишь в пределах «инженерной» точности (5-10% от наибольшей величины критерия). [5,6].

Для получения устойчивого решения можно поменять местами очередность рассмотрения критериев и после повторения расчетов выбрать конечное решение.

## Заключение

1. Показано, что при выборе оптимальных режимов эксплуатации оборудования автономного энергоцентра с газо-поршневыми установками наряду с экономическим критерием необходимо рассмотреть также критерий надежности.

2. В качестве критерия экономичности рекомендуется рассмотреть минимальную стоимость расхода топлива на выработку электроэнергии, а критерием надежности - коэффициент оперативной готовности, как фактор, определяющий текущее техническое состояние газо-поршневых установок

### Литература

1. *Платонов А.С., Пихлецкий В.В.* Оценка эффективности работы мини-ТЭЦ на базе газопоршневых установок. Серия «Естественные и Технические науки», № 11-12 2013;
2. *Э.К. Аракелян, К.А. Симаков* Выбор источников резервирования в мини-ТЭЦ на базе газопоршневых агрегатов по критерию надежности / Новое в российской электроэнергетике, 2019, № 7, с.6-14.
3. *Аракелян э.К., Пикина Г.А.* Оптимизация и оптимальное управление. Учебное пособие, 2-е издание, перераб. И лоп.- М.: Издательский дом МЭИ, 2008.-408с.
4. *Штойер Р.* Многокритериальная оптимизация: теория, вычисления, приложения. - М.: Наука, 1982.
5. *Трифонов А.Г.* Многокритериальная оптимизация. // "Консультационный центр MATLAB: раздел Optimization Toolbox." Интернет-ресурс [http://matlab.exponenta.ru/optimiz/book\\_1/16.php](http://matlab.exponenta.ru/optimiz/book_1/16.php) Дата обращения 27.05.2001.
6. *Батищев Д. И., Шапошников Д. Е.* Многокритериальный выбор с учетом индивидуальных предпочтений / ИПФ РАН. Нижний Новгород, 1994. 92 с.