

УДК 621.311

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ КОМПАНИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Секретарев Юрий Анатольевич¹,

sekretarevua@mail.ru

Мятаж Татьяна Владимировна¹,

tatianachekalina@ngs.ru

Мошкин Борис Николаевич¹,

moshkin@eco.power.nstu.ru

¹ Новосибирский государственный технический университет,
Россия, 630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20.

Актуальность работы обусловлена реформированием электроэнергетической отрасли, которое подразумевает поэтапный переход к конкурентной модели рынка, когда каждый производитель будет заинтересован в максимизации собственной прибыли и будет самостоятельно определять объемы производства электрической и тепловой энергии.

Цель работы: создание математической модели оптимальной загрузки генерирующей компании по электрической мощности.

Методы исследования. Основу методологии работы составляет системный подход с его структурными и функциональными моделями объектов. Широко используются методы и математические модели теории оптимизации, экономические принципы управления, теория выбора и принятия решений, а также теория информатики. Предложена методика оценки оптимальных режимов тепловых электрических станций, входящих в ее состав, основанная на принципе максимизации прибыли, т. е. равенстве предельных доходов и предельных издержек. На основе разработанного критерия рассматриваются следующие задачи: построение характеристик относительного прироста расхода топлива на ТЭЦ для производства электрической и тепловой энергии, оптимальное распределение электрической энергии тепловых электростанций; распределение тепловой энергии между агрегатами станции с учетом вынужденного теплофикационного режима работы станций; нахождение оптимальных режимов работы станций для комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии; назначение оптимальных режимов работы генерирующей компании. На примере Новосибирских ТЭЦ выделены основные факторы, влияющие на оптимальный режим работы станции, а именно: состав работающего оборудования, себестоимость вырабатываемой электрической энергии и энергетические характеристики оборудования.

Результаты. Разработана методика оптимизации ТЭЦ по электрической и тепловой энергии, а также предложен новый критерий максимизации прибыли для управления функционированием генерирующей компанией.

Ключевые слова:

Математическая модель, оптимизация режимов работы ТЭЦ, характеристика относительных приростов расхода топлива, генерирующая компания, критерий максимизации прибыли.

Введение

Актуальность проблемы энергосбережения, экологичности, экономичности и обеспечения рациональной работы теплоэнергетических систем городов, а также их надежность на протяжении всего срока эксплуатации диктуется приоритетными направлениями развития России и мирового сообщества в целом. В разработанных в последнее время документах в энергетической сфере – «Целевом видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 года», скорректированной Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2030 г., Энергетической стратегии на период до 2030 г. – в качестве одного из основных направлений развития энергетики страны рассматривалось более широкое использование угольных ТЭС, доля электрогенерации которых должна была возрасти с 17,5 (2010 г.) до 23 % в наиболее вероятном варианте и до 25 % в максимальном. Этот рост предопределяет новые технологии угольных ТЭС, используемые во многих странах мира. Как отмечается Институтом мировых ресурсов, в 59 странах предложено к строи-

тельству 1199 угольных электростанций суммарной мощностью более 1400 ГВт, среди которых 77 % мощности приходится на Китай и Индию.

Поскольку города и основная масса промышленных предприятий получают электрическую и тепловую энергию от ТЭЦ, то решение поставленной в данном проекте задачи энергосбережения состоит в разработке и внедрении критериев и методик, позволяющих существенно сократить энергетические затраты и оптимизировать режимы работы генерирующих компаний (ГК) и тепловых электрических станций (ТЭЦ, как ранее существовавших, так и нового поколения). Перспектива научных направлений в энергетическом секторе экономики РК на сегодняшний день зависит от реального применения результатов научных исследований и апробации на практике. В этой связи следует заметить, что одним из актуальных направлений в энергетике является применение высокотехнологичных, низкоэнергоемких, энергосберегающих методик оптимизации режимов работы ГК и ТЭЦ с высоким экономическим эффектом. В условиях, когда энергетика была государственной отраслью

управления, функционирование заключалось в выполнении следующих требований: при заданном объеме и графике поставки электрической и тепловой энергии потребителям, соблюдении условий надежности энергетической системы и соблюдении системных ограничений определить оптимальный режим, удовлетворяющий заданному экономическому критерию, под которым понималась минимизация эксплуатационных затрат [1].

В настоящее время разработана и реализуется стратегия реформирования электроэнергетической отрасли, которая подразумевает поэтапный переход к конкурентному рынку, где каждый хозяйствующий субъект самостоятельно будет определять объемы производства электрической и тепловой энергии и режимы функционирования энергетического объекта.

Среди характерных недостатков существующего принципа управления функционированием генерирующей компании можно выделить следующие: несоответствие цели управления применительно к современным условиям, когда каждый хозяйствующий субъект будет заинтересован в увеличении собственной прибыли, неэффективность прежнего критерия управления, ориентированного на задание более высокими управляющими структурами объемов выработки электрической и тепловой энергии [2, 3]. Поэтому прежние критерии и методы управления стали неадекватными целям управления.

Наличие этих недостатков обуславливает необходимость выработки иного принципа и методов управления функционированием энергетического объекта.

Возникает потребность в определении принципов и методов управления функционированием энергетических объектов, приемлемых в новых экономических условиях. Трудом нескольких поколений ученых были созданы и успешно претворены в практику уникальные методики управления энергетическим производством, которые обеспечивали его высокую надежность и экономическую эффективность. Они, безусловно, должны лечь в основу предлагаемых в работе подходов, стать ее интеллектуальной средой и в сочетании с экономическими рычагами создать предпосылки для возникновения конкурентных отношений, повышающих экономическую эффективность энергетического производства.

Решением данной проблемы является разработка принципиально нового критерия управления режимами работы ГК и ТЭЦ, а также создание комплексной методики разнесения топливных затрат между видами производимой энергии (электрической и тепловой), что позволит ГК и ТЭЦ занять конкурентоспособную позицию на рынке электроэнергии и тепла.

Математическая модель управления функционированием генерирующей компании

Для решения оптимизационных задач необходимо решить вопрос построения математической

модели. Моделирование можно определить как метод опосредованного познания, при котором изучаемый объект (оригинал) находится в некотором соотношении с другим объектом (моделью), и объект-модель способен в том или ином отношении замещать оригинал на некоторых стадиях познавательного процесса [4].

Изобразим объект управления в виде черного ящика (рис. 1). Параметры режима разделим на несколько категорий. Будем различать входные и выходные параметры. Кроме того, разделим параметры (входные и выходные) на управляемые (индекс «у») и неуправляемые (индекс «ну»). К последним относятся те параметры, которыми мы или не можем управлять (погода, нагрузка энергосистемы), или не хотим управлять, переводя их в неуправляемые, например, малочувствительные параметры, слабо влияющие на целевую функцию. Параметры процессов, кроме того, могут быть измеримыми (индекс «из») или неизмеримыми (индекс «ни»).

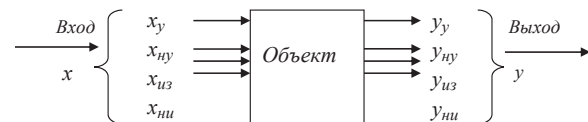


Рис. 1. Параметры системы

Fig. 1. System parameters

Построим математическую модель оптимального распределения электрической мощности между станциями или агрегата. Будем считать, что система имеет $i=1,2,...,n$ тепловых электростанций, для которых известны расходные характеристики $B_i(P_{Ti})$ и суммарная нагрузка P_n . Для этого случая:

1. Уравнение цели

$$B = B_1(P_{T1}) + B_2(P_{T2}) + \dots + B_n(P_{Tn}) \Rightarrow \min. \quad (1)$$

2. Уравнение связи $B_i(P_{Ti})$.

3. Ограничения – балансовые уравнения мощности

$$\sum_i P_{Ti} - P_i - \pi = 0, \quad (2)$$

где π – суммарные потери активной мощности.

4. Для вывода уравнения оптимизации воспользуемся методом Лагранжа. Применение метода неопределенных множителей Лагранжа дает возможность свести задачу к решению системы алгебраических уравнений.

В некоторых случаях при аналитическом решении задачи используются приемы линеаризации или иной идеализации нелинейных зависимостей.

$$\Phi = (B_1 + B_2 + \dots + B_n) + \lambda(\sum_i P_{Ti} - P_i - \pi) = 0, \quad (3)$$

где λ – постоянный множитель Лагранжа.

Необходимо отметить, что такая система уравнений составляется для каждого часа суток, т. е. всего получается 24 системы.

Анализ современных методов математического программирования (линейного и нелинейного, ди-

намического, теории оптимальных процессов) и общий вид построенной модели показывает, что единственно приемлемым и возможным путем решения данной задачи является применение методов нелинейного программирования, а именно метода Лагранжа.

Рассмотрим основные положения этого метода применительно к поставленной задаче.

Так как выражение во вторых скобках (2) в выражении (3) равно нулю, то минимумы функции Лагранжа и целевой функции (1) совпадают.

Дифференцируем функцию Лагранжа по переменным $P_{T1}, \dots, P_{Tn}$ и приравняем производные нулю. При этом необходимо учесть, что когда мы будем брать частные производные от функции Лагранжа по нагрузке i -й станции, частная производная расхода топлива i -й станции только по ее на-

грузке P_{Ti} равна $b_i = \frac{dB_i}{dP_{Ti}}$, а по нагрузкам всех

остальных станций равна нулю. Тогда получим:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial P_{T1}} &= \frac{\partial B_1}{\partial P_{T1}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{T1}} \right) = 0; \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_{Tn}} &= \frac{\partial B_n}{\partial P_{Tn}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{Tn}} \right) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Число уравнений системы соответствует числу тепловых электрических станций. Из (4) определяем, что

$$\frac{\frac{\partial B_1}{\partial P_{T1}}}{1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{T1}}} = \dots = \frac{\frac{\partial B_n}{\partial P_{Tn}}}{1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{Tn}}}. \quad (5)$$

Введем d (5) обозначения: $b_i = \frac{dB_i}{dP_{Ti}}$ – относи-

тельный прирост расхода топлива электростанций, который показывает, как изменится расход топлива i -й станции, если ее нагрузка изменится на вели-

чину $\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_{Ti}}$ – относительный прирост потерь ак-

тивной мощности в сетях, т. е. величина, показывающая, насколько изменятся потери в сетях, если мощность только i -й станции изменится на ∂P_{Ti} .

Применяя эти обозначения, получаем условия оптимального распределения нагрузки:

$$\frac{b_i}{1 - \sigma_i} = idem. \quad (6)$$

Если предположить, что потери активной мощности в выражении (6) равны нулю (пренебречь ими), то получим следующее выражение:

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n. \quad (7)$$

В настоящей работе предложено использовать экономический критерий максимизации прибыли для оптимального управления нагрузкой тепло-

вых станций в современных условиях, а также разработана стратегия управлением генерирующей компаний [5, 6].

Согласно критерию максимизации прибыли, производитель будет максимизировать прибыль, производя продукцию в той точке, где предельный доход равен предельным издержкам. Этот руководящий принцип максимизации прибыли называется правилом равенства предельных издержек предельным доходам. Графическая иллюстрация данного условия представлена на рис. 2.

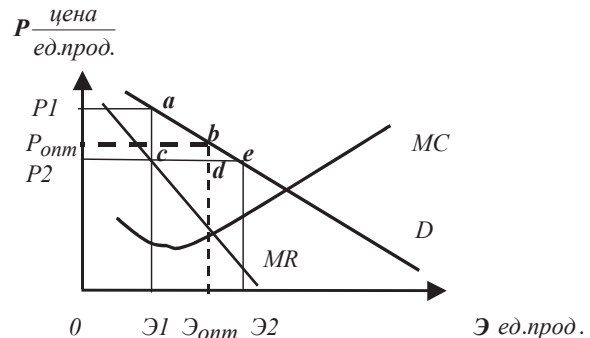


Рис. 2. Определение оптимального объема выпуска продукции: здесь D – спрос на производимую энергию за определенный временной период; $\mathcal{E}_{\text{опт}}$ – оптимальная величина выработки за период; $P_{\text{опт}}$ – цена продажи, соответствующая оптимальному объему производства

Fig. 2. Determination of optimal production output: D is the energy demand for a specified time interval; $\mathcal{E}_{\text{опт}}$ is the optimal output for a specified time interval; $P_{\text{опт}}$ is the optimal price at the optimal production output

Предельный доход (MR – marginal revenue) от продажи определяется дифференциальной кривой спроса на энергетическую продукцию, а предельные издержки (MC – marginal cost) – дифференциальной составляющей затрат на производство энергии, которую для тепловых электростанций можно представить как характеристику относительных приростов топливных издержек (7). Все эти величины имеют одинаковую размерность (цена/ед. прод.), следовательно, могут быть сопоставимы при расчетах [6].

Оптимальный объем производства энергии ($\mathcal{E}_{\text{опт}}$) позволяет энергетическому предприятию максимизировать свою прибыль. Предположим, что производится меньшее по сравнению с оптимальным количество продукции $\mathcal{E}1$, но по более высокой цене $P1$. В этом случае предельный доход производителя превышает предельные издержки, и повышая объем производства до $\mathcal{E}_{\text{опт}}$, при котором дополнительная прибыль, получаемая от выпуска еще одной единицы продукции равна нулю, он увеличил бы совокупную прибыль на величину, равную площади абс.

Большой относительно оптимального объем производства $\mathcal{E}2$ также не максимизирует прибыль, т. к. предельные издержки превышают предельный доход. Увеличение прибыли за счет сокращения объема производства до значения $\mathcal{E}_{\text{опт}}$

вместо Ξ_2 соответствует величине, равной площади bde.

В современных условиях каждый хозяйствующий субъект заинтересован в увеличении собственной прибыли, поэтому предложенный способ позволяет определять объемы производства продукции на станции согласно современным условиям функционирования отечественной энергетики.

На основании разработанного критерия в статье решаются следующие задачи:

1. Оптимальное распределение электрической энергии тепловых электростанций при заданных значениях тарифа на электроэнергию.
2. Распределение тепловой энергии между агрегатами станции с учетом вынужденного теплофикационного режима работы станций.
3. Нахождение оптимальных режимов работы станций для комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии.
4. Назначение оптимальных режимов работы генерирующей компании.
5. Обоснование тарифных ставок на отпускаемую продукцию в зависимости от оптимальных объемов производства на тепловых электростанциях, входящих в состав генерирующей компании.

Сформулированные задачи и этапы их реализации могут быть представлены на рис. 3.

Поскольку основной режим работы тепловых электростанций теплофикационный, то управление их функционированием должно осуществляться с учетом вынужденного графика по отпуску тепловой энергии [7]. Поэтому в работе исследуется вопрос о возможности применения подхода к оптимальному распределению электроэнергии между агрегатами станции для определения оптимальных режимов по производству обоих видов энергии с учетом «жестких ограничений», накладываемых вынужденным режимом работы ТЭЦ.

Оптимальное распределение электрической и тепловой энергии на станциях на основе критерия максимизации прибыли

Наивыгоднейшее распределение электрической и тепловой энергии на станциях в соответствии с проведенным критическим анализом существующих способов осуществляется на основе разработанного критерия максимизации прибыли, графическая иллюстрация которого приведена на рис. 2. При этом учитываются различные виды ограничений, в частности вынужденный режим работы станции по теплофикационному циклу [8, 9].

Задача по оптимизации режимов работы тепловой электрической станции решается в несколько этапов. На первом определяется оптимальная загрузка станции по электрической мощности с учетом вынужденного режима ее работы по выработке тепловой энергии. Затем осуществляется назначение оптимальных режимов работы станции по тепловой энергии. На заключительном этапе произ-

водится проверка соответствия этих режимов работы и их взаимная увязка.

Остановимся более подробно на решении этих вопросов.

Для определения оптимальной электрической мощности станции должны быть принципиально решены следующие задачи:

- построение характеристик относительного прироста (ХОП) расхода топлива станции для заданных составов работающего оборудования по сезонам года;
- получение на их основе зависимостей предельных издержек станции для каждого из сезонов;
- определение характеристик предельных доходов станции на основе кривых спроса по сезонам года;
- нахождение оптимальных электрических мощностей и соответствующих им значений заявленной цены.

Для получения зависимостей предельных издержек станции в работе были использованы характеристики относительных приростов расхода топлива с учетом среднесезонных цен на закупаемое топливо.

Характеристики предельных доходов строят на основе кривых спроса на электрическую энергию следующим образом:

$$\frac{\Delta TR}{\Delta \Xi_{\text{ош}}} = MR = p + \Xi_{\text{ош}} \frac{\Delta p}{\Delta \Xi_{\text{ош}}}, \quad (8)$$

где $\frac{\Delta p}{\Delta \Xi_{\text{ош}}}$ – наклон кривой спроса, т. е. предель-

ный доход представляет производную спроса на электроэнергию; ΔTR – прирост общего дохода от производства электроэнергии; Δp – изменение цены на электроэнергию; $\Delta \Xi_{\text{ош}}$ – изменение выработки электроэнергии.

Для станции, в качестве характеристики спроса, можно принять характеристику себестоимости производства электрической энергии, которая может быть скорректирована на величину нормы прибыли. Реальная кривая спроса является кусочной в силу переменного характера энергопотребления. Однако на практике используют аппроксимацию этих зависимостей, подбирая для этого соответствующие полиномы. Аппроксимированные зависимости себестоимости и спроса на электроэнергию показаны на рис. 4.

Поскольку энергопотребление имеет выраженный сезонный характер, целесообразно рассматривать три кривые спроса: зона I (рис. 4) соответствует летнему потреблению; зона II (рис. 4) – переходному периоду (весна-осень) и, наконец, зона III (рис. 4) – потреблению зимнего периода. Каждая кривая может быть аппроксимирована соответствующими полиномами [10, 11].

Совместно решая систему уравнений, описывающих кривые предельных издержек и предельных доходов (8), можно определить оптимальные значения среднемесячной выработки (Эопт) для каждого сезона и среднесуточные мощности:

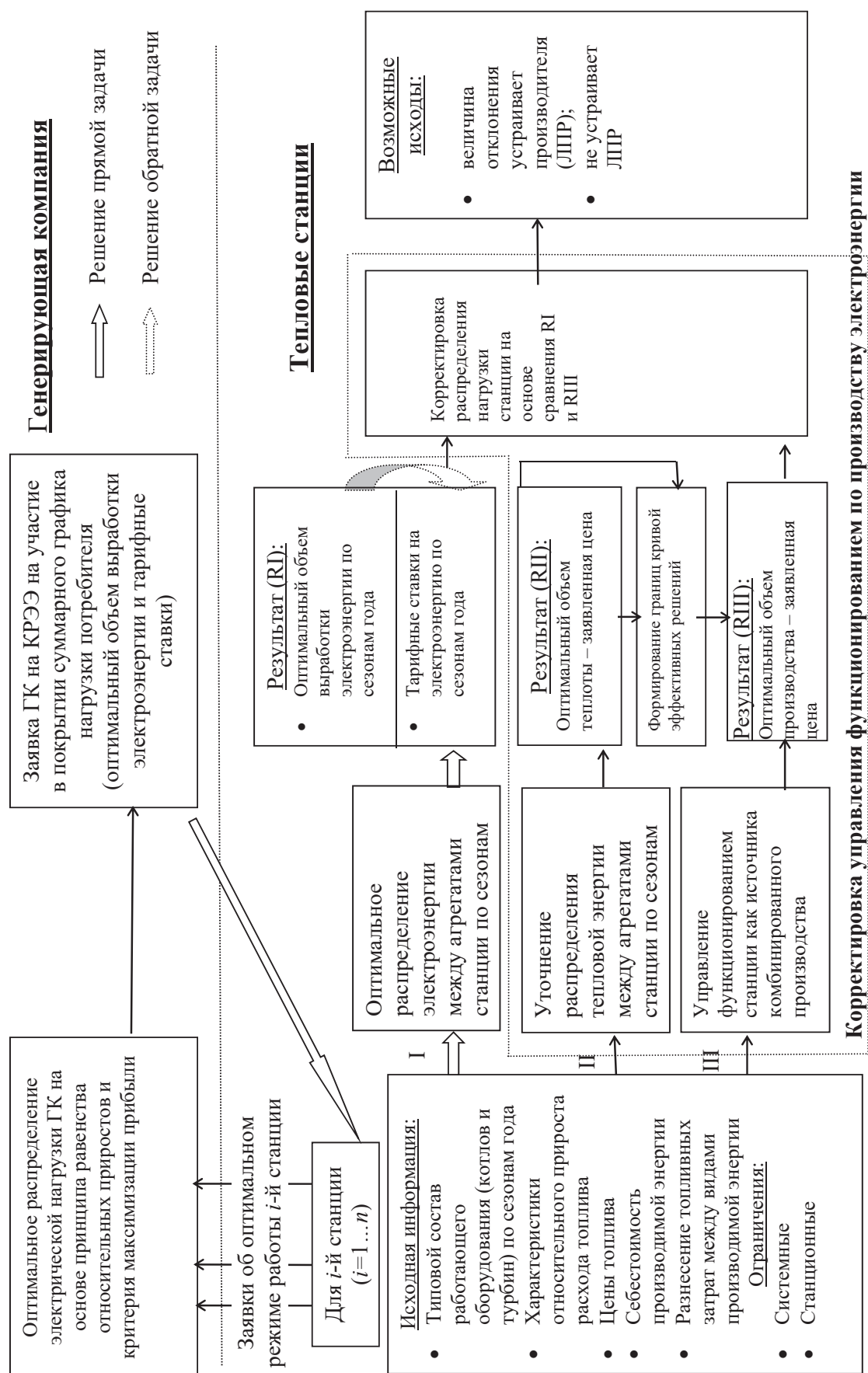


Рис. 3. Блок-схема управления функционированием ГК в рыночных условиях

Fig. 3. Logic diagram of market generation company functioning

$$N_{\text{опт}} = \Xi_{\text{опт}} / t_{\text{мес}}, \quad (9)$$

где $t_{\text{мес}}$ – среднее число часов в месяц (720 ч).

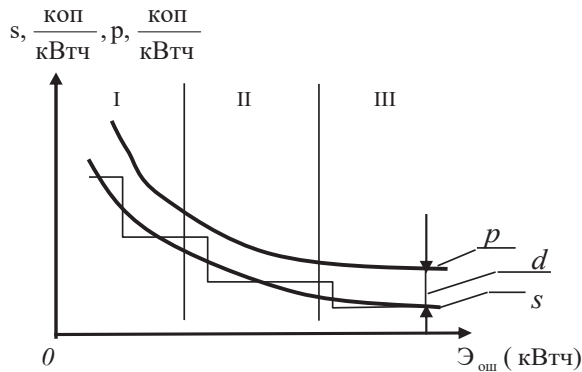


Рис. 4. Кривая себестоимости и спроса: здесь s и p – себестоимость производства и цена продажи электроэнергии соответственно; $\Xi_{\text{опт}}$ – электроэнергия, отпущенная с шин станции; $s=f(\Xi_{\text{опт}})$ – кривая себестоимости производства электроэнергии; $D=p=f(\Xi_{\text{опт}})$ – кривая спроса, полученная как себестоимость плюс норма прибыли d , т. е. $p=s+d$

Fig. 4. Curve of electricity production cost and electricity demand: s is the electricity production cost; p is the electricity price; $\Xi_{\text{опт}}$ is the electric power produced by a thermal power plant; $s=f(\Xi_{\text{опт}})$ is the electricity production cost curve; $D=p=f(\Xi_{\text{опт}})$ is the electricity demand function derived as the sum of electricity production cost and profit rate, i. e. $p=s+d$

На основании предложенного подхода в работе показана возможность решения двух важных взаимосвязанных задач управления режимами работы станции:

- 1) при тарифе на электроэнергию, который складывается в современных условиях функционирования ТЭЦ, определять оптимальный диапазон ее выработки на электростанции;
- 2) на основании оптимальной выработки электроэнергии на станциях появляется возможность обосновывать размер заявленной цены в энергосистеме.

Как уже отмечалось, расчет оптимальной загрузки тепловой электростанции по электрической мощности (9) осуществляется с учетом вынужденного режима работы ТЭЦ по тепловой энергии [12].

Однако применение данного подхода позволяет проверить загрузку станции по тепловой энергии.

Задача оптимального распределения тепловой энергии на станции решается поэтапно по модели, разработанной для распределения электроэнергии [13].

Рассмотрим возможность использования разработанной модели оптимального распределения электроэнергии между агрегатами станции для определения режимов по производству обоих видов энергии с учетом «жестких ограничений», накладываемых вынужденным режимом работы ТЭЦ [14].

Для решения этой задачи необходимо определить оптимальный диапазон, внутри которого допускается дальнейшая оптимизация режимов станции за счет изменения отборов с турбин и варьирования объемов выработки электрической

мощности. Графическая иллюстрация решения данной задачи показана на рис. 5. Пусть, например, точка 1 соответствует оптимальному режиму по производству электроэнергии, а точка 2 соответствует режиму по производству тепловой энергии. Тогда режимам, характеризующимся изменением отборов с турбин и варьированием электрической мощности, соответствуют промежуточные точки 3, 4 и 5.

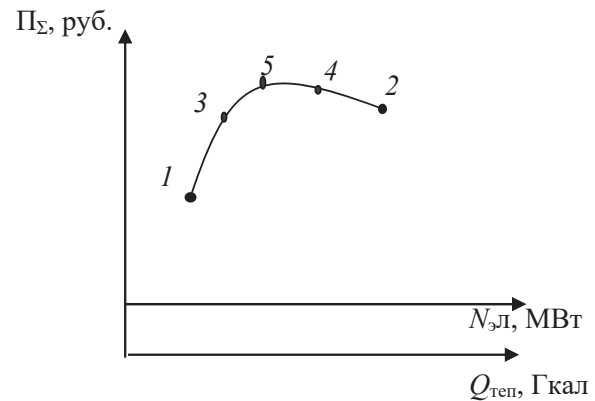


Рис. 5. Зависимость суммарной прибыли станции от электрической мощности (тепловой энергии)

Fig. 5. Dependence of station summary profit on electrical energy generation/thermal power production

Рассмотрим следующие варианты изменения отборов на станции.

Первый граничный вариант характеризуется оптимальной загрузкой станции по электрической мощности при заданных отборах тепловой энергии. При этом критерием оптимизации является максимум прибыли от производства электрической энергии.

Второй граничный вариант характеризуется оптимальной загрузкой станции по тепловой энергии. При этом используют предложенный принцип управления функционированием станции.

Необходимо учесть, что значение электрической мощности при оптимизации по тепловой энергии ($N_{\text{эл}2}$) находится на основе выражения (10):

$$N_{\text{эл}2} = N_{\text{эл}20} + N_{\text{const}}, \quad (10)$$

где $N_{\text{эл}20}$ – значение мощности, соответствующее оптимальной загрузке станции по тепловой энергии; N_{const} – постоянная составляющая электрической мощности, соответствующая (по расходной характеристике) разнице среднего за сезон фактического значения отпуска тепловой энергии и тепловой нагрузки, которая определяется оптимальным объемом выработки электроэнергии.

Промежуточные расчеты режимов работы станции варьируются внутри первого и второго граничных вариантов [15, 16].

Полученные точки образуют кривую эффективных решений, которую предлагается использовать для нахождения оптимальных режимов работы станции при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

Критерием оптимальности комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии будет служить максимум суммарной прибыли Π_{Σ} :

$$\Pi_{\Sigma} = \Pi_{\text{э}} + \Pi_{\text{т}} \Rightarrow \max, \quad (11)$$

где $\Pi_{\text{э}}$ – прибыль от производства электроэнергии; $\Pi_{\text{т}}$ – прибыль от производства тепловой энергии.

При этом может оказаться, что полученное решение даст серьезные отклонения в производстве электрической и тепловой энергии на станции.

Поэтому в работе предложен способ корректировки производства электроэнергии по оптимальному значению тепловой энергии [17].

Для этого необходимо рассчитать отклонение (Δ) оптимальной выработки электрической энергии (полученной при жестко заданном отборе) с оптимальным режимом, который рассчитывается на основании критерия (11):

$$\Delta = \frac{\Delta_{\text{э}} \Theta_{\text{э}} + \Delta_{\text{л}} \Theta_{\text{л}} + \Delta_{\text{м}} \Theta_{\text{м}}}{\Theta_{\text{э}} + \Theta_{\text{л}} + \Theta_{\text{м}}}, \quad (12)$$

где $\Delta_{\text{э}}$, $\Delta_{\text{л}}$, $\Delta_{\text{м}}$ – отклонение для зимнего, летнего и переходного периодов соответственно; $\Theta_{\text{э}}$, $\Theta_{\text{л}}$, $\Theta_{\text{м}}$ – оптимальные значения мощностей для характерного сезона года.

Предложенная модель позволяет разносить топливные затраты между видами производимой энергии по критерию максимизации прибыли с учетом режимных ограничений.

Управление режимами работы тепловых электростанций как комбинированных источников производства

Следующей итерацией является практическая реализация предложенных в статье моделей для определения оптимальных режимов работы Новосибирских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5.

В соответствии с предложенным подходом, необходимо рассчитать граничные и промежуточные варианты производства энергии на станциях (рис. 5). Затем по критерию (4) определить оптимальный режим работы каждой из вышеперечисленных станций по электрической и тепловой энергии.

В качестве общего замечания следует отметить, что все расчеты осуществляются для заданных составов работающего оборудования [18].

В табл. 1 приведен состав работающего оборудования НТЭЦ-4 по сезонам года.

На рис. 6–8 приведены характеристики относительного прироста расхода топлива, предельные издержки и предельный доход для зимнего периода НТЭЦ-4 соответственно.

Результаты расчетов по разработанному принципу управления функционированием станции по производству электроэнергии представлены в табл. 2.

Диапазон изменения выработки электроэнергии НТЭЦ-4 для зимнего периода составляет 158702–168394 МВт·ч. При этом заявленная цена электроэнергии составит от 360 до 394 р/МВт·ч; для переходного периода 109058–119635 МВт·ч при заявленной цене от 351 до 388 р/МВт·ч соот-

ветственно. Для летнего периода эти значения равны 28411–29715 МВт·ч и 896–995 р/МВт·ч.

Таблица 1. Типовой состав работающего оборудования Новосибирской ТЭЦ-4

Table 1. Typical operating equipment structure at the Novosibirsk thermal electrical power station CHP-4

Сезон года Season	Котлы/Boilers			Турбины/Turbines		
	ТП-170	ТП-81	ЦКТИ-75-39	ТТ-22-90	Т-100-130	Т-24,5-90
Зима Winter (months XI, XII, I, II, III)	4	3	–	2	3	1
Лето Summer (VI, VII, VIII)	2	1	1	2	2	–
Переходный период Transition period (IX, X, IV, V)	2	3	–	2	3	–

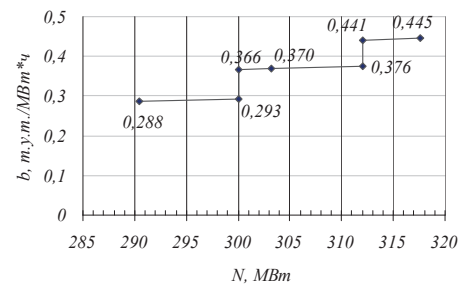


Рис. 6. Характеристика относительного прироста расхода топлива НТЭЦ-4 для зимы

Fig. 6. Incremental heat rate characteristics for the Novosibirsk CHP-4 in winter season

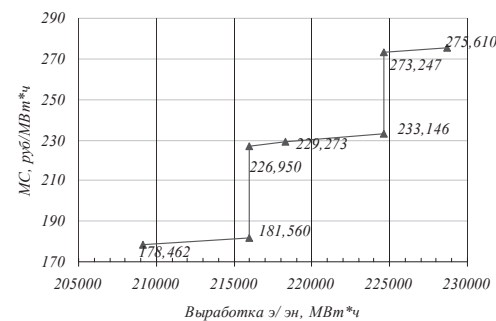


Рис. 7. Характеристики предельных издержек НТЭЦ-4 для зимнего периода

Fig. 7. Marginal costs for the Novosibirsk CHP-4 in winter season

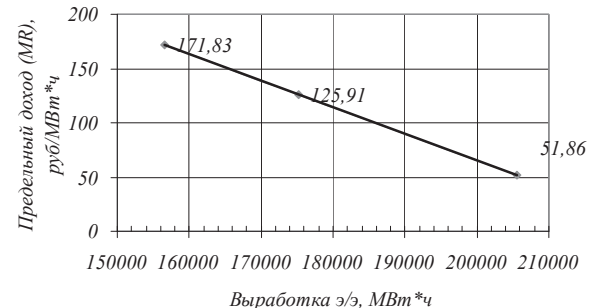


Рис. 8. Кривая предельного дохода для зимнего периода НТЭЦ-4

Fig. 8. Marginal revenue for the Novosibirsk CHP-4 in winter season

В табл. 3 показаны результаты верификации объемов выработки электроэнергии при использовании существующего (принципа минимизации топливных издержек) и разработанного авторами критерия управления функционированием станций.

Под вторым граничным вариантом понимается такой режим работы, который характеризуется оптимальной загрузкой по производству тепловой энергии.

Данная задача решается для заданного состава работающего оборудования на станции [19].

Таблица 2. Оптимальные значения мощностей по сезонам года для НТЭЦ-4

Table 2. Optimal value of power output at the Novosibirsk CHP-4 for different seasons

Сезон года Season	Зима Winter		Переходный период Transition period		Лето Summer	
Норма прибыли, %/Profit rate, %	0	12	0	12	0	12
Мощность, МВт/ N , MW	220	234	151	166	39	41
Электроэнергия, МВт·ч/ E , MW·h	158702	168394	109058	119635	28412	29716
Заявленная цена, р./МВт·ч/Posted price, rub/MW·h	560	650	600	800	1500	1700
Доход, р./Revenue, rub.	285807009	331995964	152955789	185715182	76410172	88707757
Прибыль, р./Profit, rub.	0	46188955	0	32759394	0	12297585

Таблица 3. Верификация объемов выработки электроэнергии

Table 3. Verification of electrical energy generation volumes

Сезон года/Season	Зима/Winter		Переходный период/Transition period		Лето/Summer	
Станция/CHP	Rate of production E , MWt·h	E_{opt} , MWt·h	Rate of production E , MWt·h	E_{opt} , MWt·h	Rate of production E , MWt·h	E_{opt} , MWt·h
НТЭЦ-2/CHP 2	147300–238000	155685	85600–150000	88213	23900–87400	65500
НТЭЦ-3/CHP 3	176000–257040	191890	89280–221760	150057	23600–76320	62554
НТЭЦ-4/CHP 4	156486–234964	168393	38518–121769	119635	23577–32766	29715
НТЭЦ-5/CHP 5	295200–666000	408000	207360–547200	280000	115200–288000	158000

Таблица 4. Оптимальные значения мощностей по сезонам года для НТЭЦ-2

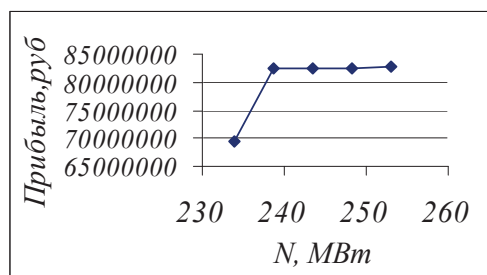
Table 4. Optimal values of power output at the Novosibirsk CHP-2 for different seasons

Сезон года Season	Зима Winter		Переходный период Transition period		Лето Summer	
Норма прибыли, %/Profit rate, %	0	12	0	12	0	12
Тепловая энергия, Гкал/ Q_{opt} , Gcal	215450	229630	165126	191910	52232	56255
Заявленная цена, р./Гкал/Posted price, rub./Gcal	145	163	156	175	195	216
Доход, р./Revenue, rub.	153101233	186633440	103032019	134347042	30607245	36408433
Прибыль, р./Profit, rub.	0	33532207	0	31315023	0	5801188

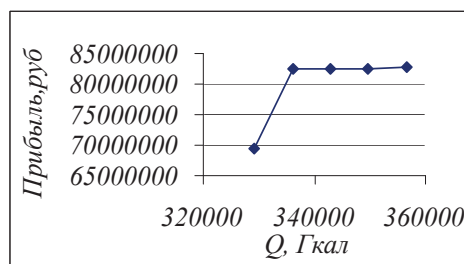
Таблица 5. Сравнение объемов отпуска тепловой энергии

Table 5. Thermal power production volumes verification

Сезон года/Season	Зима/Winter		Переходный период/Transition period		Лето/Summer	
Станция/CHP	Rate of production Q , Gcal	Q_{opt} , Gcal	Rate of production Q , Gcal	Q_{opt} , Gcal	Rate of production Q , Gcal	Q_{opt} , Gcal
НТЭЦ-2/CHP 2	223400–352600	229630	62700–196900	191910	45000–70000	56255
НТЭЦ-4/CHP 4	336081–499962	356589	93126–269552	264725	533331–109444	106640



a/a



б/б

Рис. 9. Определение оптимального режима работы НТЭЦ-4 по: а) электрической мощности, б) тепловой энергии для зимы

Fig. 9. TEPS-4 optimization operation graphs (winter): a) electrical energy; b) thermal power

В соответствии с разработанным подходом, характеристика относительного прироста расхода топлива станции получается на основе характеристики котельного цеха, путем выделения из нее составляющей, которая соответствует отпуску тепловой энергии на ТЭЦ. Ниже показаны результаты реализации разработанного подхода по расчету тепловой нагрузки станции на примере зимнего периода НТЭЦ-2 (табл. 4).

По результатам реализации разработанного подхода на НТЭЦ-4 была получена экономия удельного расхода топлива на выработку электроэнергии порядка 5, а в отдельных случаях 10 г/кВт·ч.

Для НТЭЦ-2 диапазон изменения отпуска тепла для зимнего периода составляет 215450–229629 Гкал. При этом заявленная цена тепловой энергии составит от 142 до 163 р/Гкал. Аналогично для переходного периода 165126–191910 Гкал при заявленной цене от 156 до 175 р/Гкал соответственно. Для летнего периода эти значения равны 52232–56255 Гкал и 195–216 р/Гкал.

В табл. 5 сведены результаты верификации объемов выработки тепловой энергии при использовании существующего и предложенного авторами критерия оптимизации (12). Из сравнения фактического и оптимального объемов выработки электроэнергии видно, что использование принципа максимизации прибыли позволяет получить решения, принадлежащие диапазону, который имел место при существующем критерии (критерии минимизации топливных издержек) управления функционированием тепловых электростанций.

В результате расчета промежуточных оптимальных вариантов режимов работы станции как комбинированного производства получают кривую эффективных решений, которая позволяет принимать решения о оптимальном распределении электрической и тепловой нагрузки между агрегатами на ТЭЦ. Для примера на рис. 9 приведена кривая эффективных решений для зимнего периода НТЭЦ-4.

Анализ полученных результатов показывает, что для НТЭЦ-2 в зимний период целесообразно производить 216 МВт (348942 Гкал), летом – 91 МВт (79149 Гкал) и для переходного периода – 146 МВт (191910 Гкал); для НТЭЦ-4 в зимний период оптимальная загрузка составляет 253 МВт (356589 Гкал), летом – 59 МВт (81282 Гкал) и для переходного периода – 210 МВт (264725 Гкал). Именно такие режимы работы позволят станциям получить максимальную прибыль для каждого сезона года.

О возможности применения подхода к управлению функционированием ТЭЦ по производству электроэнергии для нахождения оптимальных режимов работы станции как комбинированного производства в современных условиях позволяет судить величина отклонения, найденная по выражению (11). Для НТЭЦ-4 она составляет 13 %, для НТЭЦ-2 – 4 %.

Управление режимами работы генерирующей компании

Задача управления функционированием ГК решается на основе полученных оптимальных режимов работы тепловых электростанций, входящих в ее состав.

При этом принцип взаимодействия в рамках генерирующей компании выглядит следующим образом:

- каждая станция, входящая в состав ГК, рассчитывает и передает свой оптимальный режим работы (для каждого из сезонов года) с учетом станционных и системных ограничений, указывая объем возможных поставок и заявленную цену по электроэнергии;
- ГК, собрав заявки от ТЭЦ, загружает станции оптимальным образом, руководствуясь в качестве критерия оптимизации правилом максимизации прибыли;
- на основе оптимальных режимов работы ТЭЦ с производителями заключаются договора на поставку энергии с детализацией поставок по месяцам, рабочим, праздничным и выходным дням.

Для описанного принципа взаимодействия в рамках ГК разработан подход, позволяющий рассчитать диапазон оптимальных объемов выработки электроэнергии, в основу которого положен критерий максимизации прибыли.

Реализация подхода осуществляется последовательно по модели, предложенной для управления функционированием ТЭЦ.

Как результат оптимизации режима работы отдел связи ГК предъявляет свою заявку на участие в покрытии суммарного графика нагрузки потребителя.

Необходимо отметить, что данная заявка носит характер «твердых поставок», которые руководство ГК обязуется поставить на конкурентный рынок электрической энергии и мощности (КРЭЭ) [20].

Все расчеты выполнены для генерирующей компании на базе Новосибирских ТЭЦ на основе данных о режимах работы станций, а также информации о среднемесячных значениях цен топлива и себестоимости отпускаемой продукции. Результаты расчета по разработанной методике приведены в табл. 6.

Анализ полученных результатов показывает, что диапазон изменения выработки электроэнергии станции для зимнего периода составляет 489300–554900 МВт·ч. При этом заявленная цена электроэнергии для ГК составит от 52 до 57 коп/кВт·ч. Аналогично для переходного периода 343370–388100 МВт·ч при заявленной цене от 89 до 99 коп/кВт·ч соответственно. Для летнего периода эти значения равны 129250–143690 МВт·ч и 127–142 коп/кВт·ч. Именно с таким предложением ГК может выйти на КРЭЭ. Таким образом, разработанная математическая модель позволяет обеспечить существенные конкурентные преимущества российской энергетики.

Таблица 6. Оптимальный объем производства электроэнергии для генерирующей компании

Table 6. Optimal electricity output for generation company

Сезон года Season	Зима Winter		Переходный период Transition period		Лето Summer	
Норма прибыли, % Profit rate, %	0	12	0	12	0	12
Электроэнергия, МВт·ч Electricity output, MW·h	489300	554900	129250	143690	343370	388100
Заявленная цена, руб/МВт·ч Posted price, rub/MW·h	1150	1275	2500	2750	1670	1800

Заключение

Сформулированы наиболее существенные полученные результаты, к которым следует отнести следующее:

1. Разработана математическая модель управления функционированием ГК в современных условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хайман Д.Н. Современная микроэкономика: анализ и применение. В 2-х т. / пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1992. – 384 с.
2. Меламед Л.Б., Суслов Н.И. Экономика энергетики: основы теории. – Новосибирск: Изд-во СО Российской Академии наук, 2000. – 180 с.
3. Синьков В.М., Богословский А.В. Оптимизация режимов энергетических систем. – Киев: Изд-во «Вища школа», 1973. – 274 с.
4. Мошкин Б.Н., Секретарев Ю.А., Чекалина Т.В. Определение оптимальной электрической мощности станции на основе максимизации ее доходов // Сборник научных трудов / под ред. д-ра техн. наук, проф. А.И. Шалина. Ч. II. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – С. 58–62.
5. Chekalina T.V. Ensuring of the generating company competitiveness at the energy market due to the assignment of the optimum states of thermal stations // Proc. of the 7th Russian-Korean International Symposium on Science and Technology (KORUS-2003). – Ulsan, Korea, June 28 – July 6, 2003. – P. 62–64.
6. Sekretarev U.A., Chekalina T.V., Malosemov B.V. Administration Functioning Power Generation Companies by Criterion of Maximization Profit // Symposium of papers the 6th International Forum on Strategic Technology (IFOST-2011). – Harbin, China, August 22–24, 2011. – V. 1. – P. 491–494.
7. Мошкин Б.Н., Мятаж Т.В., Секретарев Ю.А. Оптимизация режимов работы генерирующей компании на базе ТЭЦ по выработке электроэнергии на основе критерия максимизации прибыли // Известия высших учебных заведений. Электроэнергетика. – 2016. – № 4 (546). – С. 82–88.
8. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 347 с.
9. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – 247 с.

2. Проведен критический анализ существующих критериев управления ЭЭС, которые не пригодны в условиях рынка.
3. Предложен критерий управления режимами работы энергетического объекта, который объединяет технологические особенности функционирования энергетической отрасли с новыми экономическими рычагами управления.
4. Разработаны принципы и методы управления функционированием тепловой электростанции по производству тепловой и электрической энергии на основе принципа максимизации прибыли.
5. Создана комплексная методика распределения топливных издержек между видами производимой энергии на ТЭЦ по критерию максимизации прибыли.
6. Разработана методика получения оптимальных режимов работы тепловых электрических станций, образующих генерирующую компанию, на основе принципа максимизации прибыли.
7. Осуществлена расчетная и экспериментальная проверка разработанных подходов и методов, а также проведена реализация основных положений исследования на конкретных объектах.

10. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем / отв. ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
11. Вентцель Е.С. Исследование операций: Задачи, принципы, методология. – М.: Изд-во «Высшая школа», 2001. – 206 с.
12. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 1993. – 132 с.
13. Макконнелл К.Р., Брю С.Л. Экономикс: принципы, проблемы и политика. В 2 т. / пер. с англ. – М.: ИНФРА-М, 1997. – 939 с.
14. A multiple objective decision making model for energy generation portfolio under fuzzy uncertainty: Case study of large scale investor-owned utilities in Florida / Ziqiang Zeng, Ehsan Nasric, Abdol Chinib, Robert Riesb, Jiuping Xu // Renewable Energy. – March 2015. – V. 75. – P. 224–242.
15. Fallahia A., Ebrahimib R., Ghaderic S.F. Measuring efficiency and productivity change in power electric generation management companies by using data envelopment analysis: a case study // Energy. – November 2011. – V. 36. – Iss. 11. – P. 6398–6405.
16. Behavioral simulation and optimization of generation companies in electricity markets by fuzzy cognitive map / S.F. Ghaderi, A. Azadeh, B. Nokhandan, E. Fathi // Expert Systems with Applications. – April 2012. – V. 39. – Iss. 5. – P. 4635–4646.
17. Гальперин В.М., Игнатьев С.М., Моргунов В.И. Микроэкономика. Т. 1. – СПб.: Экономическая школа, 1997. – 378 с.
18. Azghandi S., Hopkinson K.M., Laviers K.R. Benchmarking approach for empirical comparison of pricing models in DRMS // The Journal of Engineering. – 2016. – V. 8. – P. 8–16.
19. Баканов М.И., Шеремет А.И. Теория экономического анализа. 3-е изд., перераб. – М.: Финансы и статистика, 1995. – 288 с.
20. Karimzadeh F., Esmaili S., Hosseini S.H. A Novel Method for Noninvasive Estimation of Utility Harmonic Impedance Based on Complex Independent Component Analysis // IEEE Transactions on Power Delivery, 2015. – V. 30. – № 4. – P. 1843–1853.

Поступила 24.10.2017 г.

Информация об авторах

Секретарев Ю.А., доктор технических наук, профессор кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

Мятёж Т.В., кандидат технических наук, доцент кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

Мошкин Б.Н., кандидат технических наук, доцент кафедры производственного менеджмента и экономики энергетики Новосибирского государственного технического университета.

UDC 621.311

MATHEMATICAL MODEL FOR CONTROLLING GENERATION COMPANY FUNCTIONING UNDER MODERN CONDITIONS

Yury A. Sekretarev¹,
sekreterevua@mail.ru

Tatyana V. Myatezh¹,
tatianachekalina@ngs.ru

Boris N. Moshkin¹,
moshkin@eco.power.nstu.ru

¹ Novosibirsk State Technical University,
20, Karl Marks avenue, Novosibirsk, 630073, Russia.

The relevance of the research is caused by electrical power industry reform being realized by step-by-step transition to a competitive market model which will allow each electricity producer to maximize its profit and to determine the electrical and thermal energy production output individually.

The main aim of the study is to develop a mathematical model of optimal electric power loading for a generation company.

Methods. The system concept with its structural and functional object models is the basis of the paper methodology. The theory optimization techniques and mathematical models, economical principles of management, the decision-making theory and computer science are widely used in the paper. The authors have proposed the methodology for evaluating optimal regimes for thermal power plants in generation company. It is based on the principle of equality between marginal revenue and marginal costs. Based on the developed criterion, the following problems are considered in the paper: calculation of incremental fuel rate characteristics for optimizing thermal electrical power stations functioning to produce electrical and thermal energy, optimization of thermal electrical power stations functioning to generate electrical energy, optimization of thermal electrical power stations functioning to produce thermal energy, development of the techniques to define the fuel consumption ratio for electrical and thermal energy generation separately, optimization of any electric power generating company functioning. The developed techniques are applied at Novosibirsk Thermal Electrical Power stations and SIB-EKO Generation Company. Using the example of Novosibirsk combined heat and power plants, the following main factors influencing the optimal operating regime are identified: operating equipment structure, power generation cost and energy characteristics of power equipment.

Results. The authors developed the methodology of thermal power plants optimization for electric power and thermal energy and proposed a new criterion of profit maximization for generation company management.

Key words:

Mathematical model, thermal electrical power station operation modes, incremental heat rate characteristics, generation company, maximization profit criterion.

REFERENCES

- Khayman D.N. *Sovremennaya mikroekonomika: analiz i primeneniye* [Modern microeconomics: analysis and application]. Translated from English. Moscow, Finansy i statistika Publ., 1992. 384 p.
- Melamed L.B., Suslov N.I. *Economica energetiki: osnovy teorii* [Power engineering economics: bases of theory]. Novosibirsk, SO Russian Academy of Sciences Publ., 2000. 180 p.
- Sinkov V.M., Bogoslovskiy A.V. *Optimizatsiya regimov raboty energeticheskikh sistem* [Optimisation of power system operation modes]. Kiev, Vishcha shkola Publ., 1973. 274 p.
- Moshkin B.N., Sekretarev Yu.A., Chekalina T.V. *Opreделение optimalnoy elektricheskoy moshchnosti stantsii na osnove maksimizatsii ee dokhodov* [Determination of optimal electric power of the plant based on its benefit maximum]. *Sbornik nauchnykh trudov* [Collected papers]. Ed. by A.I. Shalin. Novosibirsk, NGTU Publ., 2002. P. II, pp. 58–62.
- Chekalina T.V. Ensuring of the generating company competitiveness at the energy market due to the assignment of the optimum states of thermal stations. *Proceedings of the 7th Russian-Korean International Symposium on Science and Technology (KORUS-2003)*, June 28 – July 6, 2003, Ulsan, Korea. pp. 62–64.
- Sekretarev U.A., Chekalina T.V., Malosemov B.V. Administration Functioning Power Generation Companies by Criterion of Maximization Profit. *Symposium of papers the 6th International Forum on Strategic Technology (IFOST-2011)*. Harbin, China, August 22–24, 2011. Vol. 1, pp. 491–494.
- Sekretarev Yu.A., Myatezh T.V. (Chekalina T.V.), Moshkin B.N. Administration functioning power generation companies based on thermal electrical power station on maximization profit criterion. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Electromekhanika*, 2016, no. 4 (546), pp. 82–88. In Rus.
- Venikov V.A., Zhuravlev V.G., Filippova T.A. *Optimizatsiya regimov elektrostantsiy i energosistem* [Optimisation of modes of power stations and power systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1990. 347 p.
- Gornshcheyn V.M. *Naivygodneyshie regimy raboty gidrostantsiy v energeticheskikh sistemakh* [Optimal operation modes of hydro-power stations in power systems]. Moscow, Gosenergoizdat Publ., 1959. 247 p.
- Gamm A.Z., Golub I.I. *Nablyudaemost elektroenergeticheskikh sistem* [Observability of power electric systems]. Ed. by Yu.N. Rudenko. Moscow, Nauka Publ., 1990. 200 p.
- Ventsel E.S. *Issledovanie operatsiy: Zadachi, printsipy, metodologiya* [Investigation of operations: tasks, principles, methodology]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2001. 206 p.
- Gamm A.Z. *Veroyatnostnye modeli rezhimov elektroenergeticheskikh sistem* [Stochastic models of power system modes]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1993. 132 p.

13. Makkonnell K.R., Bryu S.L. *Ekonomika: printsipy, problemy i politika* [Economics: principles, problems and policy]. Translated from English. Moscow, INFRA-M Publ., 1997. 939 p.
14. Ziqiang Zenga, Ehsan Nasric, Abdol Chinib, Robert Riesb, Jiuping Xu. A multiple objective decision making model for energy generation portfolio under fuzzy uncertainty: Case study of large scale investor-owned utilities in Florida. *Renewable Energy*, March 2015, vol. 75, pp. 224–242.
15. Fallahia A., Ebrahimib R., Ghaderic S.F. Measuring efficiency and productivity change in power electric generation management companies by using data envelopment analysis: a case study. *Energy*, November 2011, vol. 36, Iss. 11, pp. 6398–6405.
16. Ghaderi S.F., Azadeh A., Nokhandan B., Fathi E. Behavioral simulation and optimization of generation companies in electricity markets by fuzzy cognitive map. *Expert Systems with Applications*, April 2012, vol. 39, Iss. 5, pp. 4635–4646.
17. Galperin V.M., Ignatev S.M., Morgunov V.I. *Mikroekonomika* [Microeconomics]. St-Petersburg, Ekonomicheskaya shkola Publ., 1997. Vol. 1, 378 p.
18. Azghandi S., Hopkinson K.M., Lavers K.R. Benchmarking approach for empirical comparison of pricing models in DRMS. *The Journal of Engineering*, 2016, vol. 8, pp. 8–16.
19. Bakanov M.I., Sheremet A.I. *Teoriya ekonomicheskogo analiza* [Theory of economic analysis]. Moscow, Finansy i statistika Publ., 1995. 288 p.
20. Karimzadeh F., Esmaeili S., Hosseinian S.H. A Novel Method for Noninvasive Estimation of Utility Harmonic Impedance Based on Complex Independent Component Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2015, vol. 30, no. 4, pp. 1843–1853.

Received: 24 October 2017.

Information about the authors

Yury A. Sekretarev, Dr. Sc., professor, Novosibirsk State Technical University.

Tatyana V. Myatezh, Cand. Sc., associate professor, Novosibirsk State Technical University.

Boris N. Moshkin, Cand. Sc., associate professor, Novosibirsk State Technical University.