

# ТЕПЛОФИКАЦИЯ

## Анализ показателей теплофикационных турбин по относительным приростам топлива на тепло

А.Б. Богданов, главный технолог, ЗАО «СибКОТЭС Группа Е4», г. Новосибирск  
(печатается с сокращениями, полную версию см. на сайте РосТепло.ру – [www.rosteplo.ru](http://www.rosteplo.ru))

### Введение

С переходом российской энергетики на так называемые рыночные отношения в практике промышленной и коммунальной энергетики крупных городов проявилось явление рецессии в энергетике – процесс возврата от освоенных технологий теплоснабжения, от теплофикационных ТЭЦ к устаревшим способам теплоснабжения потребителей от котельных. Не проработав вопросы энергетической стратегии в национальном проекте «Доступное жилье», разработчики нацпроекта невольно создали условия для возникновения, скрытого от общественного понимания, теневого национального проекта под условным названием «Недоступная энергетика». Если необходимость строительства новых котельных для вновь вводимого жилья еще можно как-то понять, но вот тенденцию массового отключения потребителей от действующих ТЭЦ с переводом потребителей на вновь построенные квартальные котельные никаким здравым смыслом объяснить невозможно. Как правило, для СМИ приводятся доводы о якобы существенном снижении стоимости энергообеспечения за счет значительной экономии топлива при транспорте по магистральным тепловым сетям.

Монополизм на производство и транспорт электрической энергии, скрытое и явное перекрестное субсидирование потребителей электроэнергии за счет потребителей тепловой энергии, отсутствие принципов тарифообразования, адекватно отражающих технологию производства энергии, разработка амбициозных инвестиционных проектов, без ответственности их эффективности, приводят к непрерывному росту затрат на энергию. Централизованная энергия становится все недоступней и недоступней.

Целью данной статьи является показ разработчикам Энергетической стратегии России, разработчикам национального проекта «Доступное жилье», разработчикам профильных законов, изготовителям теплофикационного энергетического оборудования, собственникам генерирующих мощностей, регулирующим и надзорным органам и т.д. конкурентных свойств теплофикационных турбин, показ размеров перерасхода топлива, сопровождающего явление

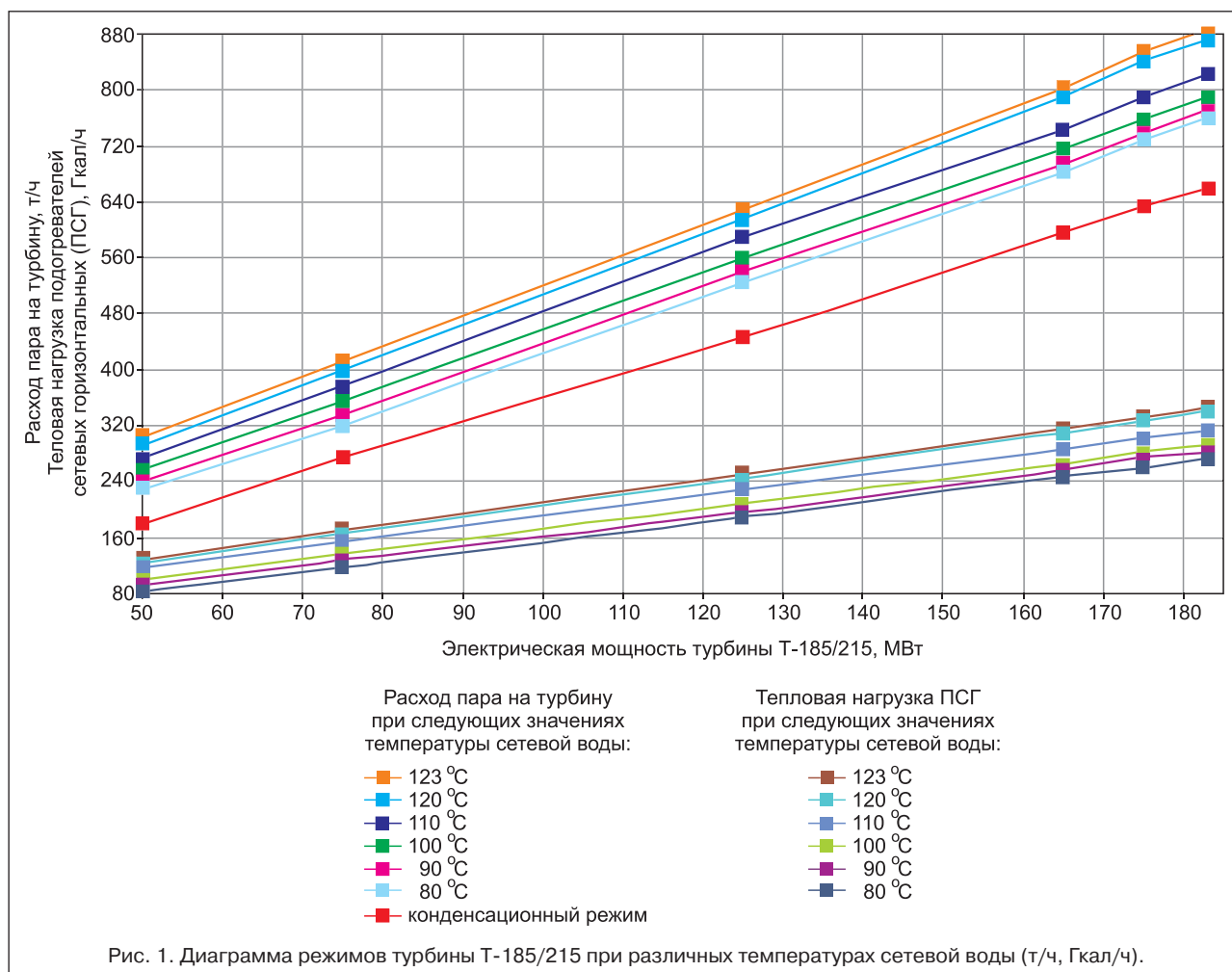
рецессии в энергетике при передаче тепловой нагрузки от ТЭЦ на котельные.

Кроме этого в практике работы энергетических систем часто возникает вопрос о необходимости перераспределения электрической и тепловой нагрузки между паровыми турбинами, ТЭЦ и котельными. Вопрос распределения электрической и тепловой нагрузки различного качества, определения технологического и экономического эффекта является чрезвычайно сложной, многовариантной задачей [1]. Сложность решения обусловлена необходимостью анализа допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок, режимных факторов, ограничений в поставке видов топлива [2]. Хотя теоретические подходы к комплексному решению задачи давно известны, но материалов для практических расчетов с учетом качества тепла практически нет. Существующие нормативные материалы, опирающиеся на выводы действующего сегодня «метода ОРГРЭС», который базируется на «физическом методе», не позволяют дать наглядного численного ответа, отражающего технологию комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Для определения эффекта от комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и для определения центров прибыли и центров убытков, ниже представлены результаты расчета энергетической характеристики теплофикационной турбины по относительным приростам топлива на тепловую энергию.

### Метод расчета относительного прироста топлива на прирост тепла

Метод расчета относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки, при постоянной электрической нагрузке, позволяет четко и однозначно оценить конкретную величину роста (снижения) расхода топлива на прирост (снижение) тепловой нагрузки. Предлагаемый метод основан на результатах обычного ручного расчета диаграммы режимов турбины. С пониманием сути принципиального подхода для уточнения, вместо ручного расчета можно составить комплекс линейных уравнений, отражающих диаграмму режимов. Диаграмма ре-



жимов (рис. 1) взаимно увязывает все количественные и качественные энергетические показатели работы турбины. Количество параметров, определяющих тепловую экономичность теплофикационного турбоагрегата, сравнительно велико. Кроме основных количественных показателей, таких как: электрическая мощность генератора, нагрузка отборов турбин, расход пара на турбину, диаграмма режимов отражает влияние качественных показателей, таких как: давление и температура перегретого пара, давление пара в регулируемых отборах и/или температура нагреваемой сетевой воды, и т.д. В данном конкретном случае, для проведения качественного и количественного анализа расхода топлива на тепловую и на электрическую энергию использована диаграмма режимов турбины Уральского турбомоторного завода [3] Т-185/215-13-4. Эта турбина выбрана потому, что позволяет наглядно показать эффективность теплофикационных турбин не от промежуточного показателя – давления в теплофикационном отборе, широко принятого для большинства турбин, а в зависимости от показателя нужного конечному потребителю, а именно от температуры сетевой воды.

Основными параметрами турбины с теплофикационным отбором пара типа «Т» являются: расход свежего пара  $G_t$ ; электрическая мощность  $N_e$ ; мощность теплофикационного отбора  $Q_{tf}$ ; температура сетевой воды  $T_{ts}$ .

Диаграмма режимов для турбины типа «Т» выражается зависимостью:

$$f(G_t, N_e, Q_{tf}, T_{ts}) = 0. \quad (1)$$

Диаграмма (рис. 1) отражает три основных режима работы турбоустановки:

1. конденсационный режим работы турбоустановки;
2. теплофикационный режим работы по тепловому графику;
3. комбинированный режим работы по электрическому графику с пропуском пара в конденсатор.

На основании диаграммы режимов для турбины Т-185/215 составлены линейные уравнения, отражающие качественные и количественные базовые соотношения для основных диапазонов нагрузок:

■ расход пара для конденсационного режима работы  $G_k$  в зависимости от электрической мощности турбины  $N_k$ :

$$G_k(i) = A_1 \cdot N_k(i) + B_1, \text{ т/ч} \quad (2)$$

■ максимальная электрическая мощность на тепловом потреблении  $N_{\text{тф}}$  в зависимости от тепловой мощности теплофикационного отбора  $Q_{\text{тф}}$  и температуры сетевой воды  $T_{\text{тс}}$ :

$$N_{\text{тф}}(i) = [A_2 \cdot T_{\text{тс}}(i) + B_2] \times Q_{\text{тф}}(i) - [C_2 \cdot T_{\text{тс}}(i) - D_2], \text{ МВт} \quad (3)$$

■ расход пара на турбину  $G_{\text{тф}}$  в зависимости от максимальной электрической мощности на тепловом потреблении  $N_{\text{тф}}$  и температуры сетевой воды  $T_{\text{тс}}$ :

$$G_{\text{тф}}(i) = [A_3 \cdot T_{\text{тс}}(i) + B_3] \times N_{\text{тф}}(i) - [C_3 \cdot T_{\text{тс}}(i) - D_3], \text{ т/ч} \quad (4)$$

■ коэффициент взаимной связи тепловой и электрической мощности, определяемый как отношение приростов возможной максимальной тепловой нагрузки турбины  $\Delta Q_{\text{тф}}$  к приросту максимально возможной электрической мощности на тепловом потреблении  $\Delta N_{\text{тф}}$  в зависимости от значения электрической мощности  $N_e$  и температуры сетевой воды  $T_{\text{тс}}$ :

$$K_{\text{тфм}}(i) = \Delta Q_{\text{тф}}(i) / \Delta N_{\text{тф}}(i) = (-0,035T_{\text{тс}} + 0,04N_e + 13,2), \text{ Гкал/МВт} \quad (5)$$

■ расчетная электрическая мощность турбины  $N_{\text{тф}}$  при работе по электрическому графику в зависимости от электрической мощности  $N_e$ , нагрузки отборов  $Q_{\text{тс}}$ , температуры сетевой воды  $T_{\text{тс}}$  и коэффициента взаимной связи электрической и тепловой мощности  $K_{\text{тфм}}$ :

$$N_{\text{тф}}(i) = N_e(i) - [Q_{\text{тф}}(i) - Q_{\text{тс}}(i)] / K_{\text{тфм}}(i) \quad (6)$$

■ расход пара на турбину  $G_{\text{т}}$  при работе по электрическому графику:

$$G_{\text{т}}(i) = [A_4 \cdot T_{\text{тс}}(i) + B_4] \times N_{\text{тф}}(i) - [C_4 \cdot T_{\text{тс}}(i) - D_4] \quad (7)$$

■ разница между энтальпией пара  $l_0$  и энтальпией питательной воды  $l_v$  в зависимости от расхода пара на турбину  $G_{\text{т}}$ :

$$\Delta l(i) = [l_0(i) - l_v(i)] = (-0,000108G_{\text{т}}(i) + 0,6724), \text{ ккал/кг}, \quad (8)$$

где  $A_j, B_j, C_j, D_j$  – постоянные коэффициенты линейных уравнений для  $i$ - $j$  режимов работы турбины.

В процессе расчета отпуск тепла и тепловая мощность рассчитывались в единицах измерения, по которым нормируются и учитываются показатели работы ТЭЦ – Гкал, Гкал/ч, ГДж/ч. Для обеспечения наглядности влияния показателей на удельные расходы топлива итоговые результаты расчетов тепловой энергии и тепловой мощности дополнительно приведены к единому размерному показателю МВт, МВт·ч; для электроэнергии принято обозначение –  $b_{\text{эл}}$  (г/кВт·ч); для тепловой энергии –  $b_{\text{ТЭТ}}$  (кг/МВт·ч).

На основании диаграммы режимов для различных сочетаний тепловой и электрической мощности подсчитаны расходы условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для трех вариантов:

1. Комбинированное производство: производство электроэнергии и тепловой энергии на ТЭЦ с турбиной Т-185/215-130-4;

2. Раздельное производство:

■ электроэнергии, производимой на ГРЭС с турбиной К-300-240 с промежуточным перегревом пара;

■ тепловой энергии, производимой в котельной;

3. Раздельное производство:

■ электроэнергии, производимой на теплофикационной турбине типа Т-185/215-4, по конденсационному циклу;

■ тепловой энергии, производимой в котельной.

Для определения абсолютного и удельного расхода топлива, КПД брутто котлов, для всех вариантов расчета, принимается неизменной величиной, равной 90%. Для учета влияния потерь, таких как: расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды, потери тепла с тепловым потоком, прочие потери для всех трех вариантов принят единый обобщающий показатель – процент расхода топлива на собственные нужды  $K_{\text{сн}}$ , в линейной зависимости от степени загрузки турбины. При суммарной тепловой и электрической нагрузке 40%, расход топлива на собственные нужды принят равным 10,8%. С ростом суммарной нагрузки до 100%, процент расхода топлива на собственные нужды сокращается до 5,8%.

На основании вышеприведенных линейных уравнений были посчитаны энергетические характеристики для турбины Т-185/215-4 Омской ТЭЦ-5. Алгоритм расчета показателей приведен в табл. 1-3. Результаты расчетов приведены на рис. 1-3.

В расчетах принято допущение, что в диапазоне нагрузок от 20 до 100%, удельный расход топлива на тепловую энергию принимается равным приросту удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки. Принятие такого допущения означает то, что потери с холостым ходом турбины необходимо относить только на электроэнергию, а не на тепловую энергию. Это обосновывается назначением высокопотенциального энергетического оборудования. Так, энергетические котлы и паровые турбины предназначены именно для получения высококачественной, превращаемой механической (электрической) энергией, а не для получения отработанного пара низких параметров. Для получения пара низких параметров достаточно сжигать топливо в дешевых водогрейных котлах низкого давления. Если же заказчики энергетических технологий сознательно идут на ухудшение качества получаемой механической (электрической) энергии, как на примере с теплофикационными турбинами, то это делается только с целью повышения суммарного коэффициента полезного использования топлива при комбинированном производстве высококачественной и низкокачественной энергии.

**Таблица 1.** Алгоритм расчета прироста топлива на прирост тепловой нагрузки отборов турбин, при постоянной электрической нагрузке и при постоянной температуре сетевой воды.

|                                                         |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Мощность теплофикационного отбора, МВт                  | 372   | 326   | 279   | 232   | 186   | 140   | 93    | 46    |
| Расход условного топлива, т/ч                           | 85,83 | 84,75 | 83,67 | 82,58 | 81,48 | 80,36 | 79,24 | 78,11 |
| Прирост топлива на прирост тепловой нагрузки*, кг/МВт·ч | 22,99 | 23,18 | 23,39 | 23,60 | 23,81 | 24,02 | 24,23 | 24,43 |
| Удельный расход топлива на тепло**, кг/МВт·ч            | 24,02 |       |       |       |       |       |       |       |
| Удельный расход топлива на электроэнергию, г/кВт·ч      | 359   | 359   | 359   | 358   | 358   | 358   | 358   | 358   |
| Коэффициент полезного использования топлива, %          | 84,08 | 78,40 | 72,56 | 66,63 | 60,51 | 54,24 | 47,80 | 41,17 |

Примечание: электрическая мощность (принята постоянной) –  $N_e=215,3$  МВт; температура сетевой воды (принята постоянной) –  $T_{ts}=80$  °С.

\* Принимается равным приросту топлива на тепловую энергию в конкретно заданном интервале изменения тепловых нагрузок 46 МВт;

\*\* Удельный расход топлива на тепловую энергию, во всем диапазоне тепловых нагрузок от 46 до 372 МВт, принимается равным среднему приросту топлива. Результаты расчета удельного расхода топлива на тепловую энергию, при постоянной электрической нагрузке и постоянной температуре сетевой воды, наносятся на рис. 2 и являются исходными при дальнейших расчетах расхода условного топлива на электроэнергию.

**Таблица 2.** Алгоритм расчета удельного расхода топлива на электрическую мощность при постоянной тепловой нагрузке и при постоянной температуре сетевой воды.

|                                                    |       |       |       |       |       |       |       |       |
|----------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Электрическая нагрузка турбины, МВт                | 220   | 200   | 180   | 160   | 140   | 120   | 100   | 80    |
| Расход условного топлива, т/ч                      | 81,67 | 75,98 | 70,27 | 64,21 | 57,62 | 51,39 | 44,61 | 37,58 |
| Удельный расход топлива на тепло*, кг/МВт·ч        | 22,98 | 24,32 | 25,72 | 27,17 | 28,67 | 30,12 | 31,51 | 32,81 |
| Топливо на тепло, т/ч                              | 3,21  | 3,39  | 3,59  | 3,79  | 4,00  | 4,22  | 4,45  | 4,49  |
| Топливо на электроэнергию, т/ч                     | 78,46 | 72,69 | 66,68 | 60,42 | 53,92 | 47,17 | 40,16 | 33,09 |
| Удельный расход топлива на электроэнергию, г/кВт·ч | 357   | 363   | 370   | 378   | 385   | 393   | 402   | 414   |
| Коэффициент полезного использования топлива, %     | 54,09 | 54,83 | 55,87 | 57,31 | 59,29 | 62,05 | 65,97 | 71,77 |

Примечание: мощность теплофикационного отбора –  $Q_{ts}=140$  МВт; температура сетевой воды –  $T_{ts}=80$  °С.

\* Удельный расход топлива на тепловую энергию принимается равным значению удельного расхода топлива на тепловую энергию при равной электрической нагрузке и температуре сетевой воды, определенной по рис. 2. Так, например, при  $N_e=215,3$  МВт – const,  $T_{ts}=80$  °С,  $b_{TЭТ}=24,02$  кг/МВт·ч.

**Таблица 3.** Алгоритм расчета прироста топлива на прирост температуры прямой сетевой воды при постоянной тепловой нагрузке 233 МВт и постоянной электрической нагрузке 180 МВт.

|                                                                                                           |        |       |       |       |       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|
| Температура сетевой воды, °С                                                                              | 120    | 110   | 100   | 90    | 80    |
| Расход топлива, т у.т./ч                                                                                  | 78,51  | 76,12 | 74,82 | 73,60 | 72,68 |
| Прирост расхода топлива на прирост температуры на 10 °С, т у.т./ч                                         | 2,39   | 1,3   | 1,22  | 0,92  | 0,94  |
| Прирост топлива на прирост температуры на 1 °С, %/°С                                                      | 0,314  | 0,173 | 0,166 | 0,127 | 0,131 |
| Усредненный прирост топлива в интервале 120-80 °С, %/°С                                                   | 0,2005 |       |       |       |       |
| Перерасход топлива при теплоснабжении с температурой 120 °С против теплоснабжения с температурой 80 °С, % | 8,02   |       |       |       |       |

Примечание: электрическая мощность (постоянная) –  $N_e=180$  МВт; нагрузка отборов (постоянная) –  $Q_{ts}=233$  МВт.

### Выводы по экономичности производства комбинированной тепловой энергии

1. Для рабочего диапазона тепловых и электрических нагрузок прирост расхода топлива на прирост тепла составляет весьма низкое значение –  $b_{TЭТ}=23-42$  кг/МВт·ч (рис. 2) против 142-90 кг/МВт·ч по действующей методике ОРГРЭС, основанной на использовании физического метода.

2. Данный пример является ярким подтверждением второго начала термодинамики и соответствует расчетам технико-экономических показателей по «эксергетическому» методу. Видно, что для отпуска дополнительной одной единицы тепловой энергии от теплофикационной турбины с сетевой водой 80-120 °С требуется

прирост всего 19-33% высококачественной первичной энергии [4] в виде топлива.

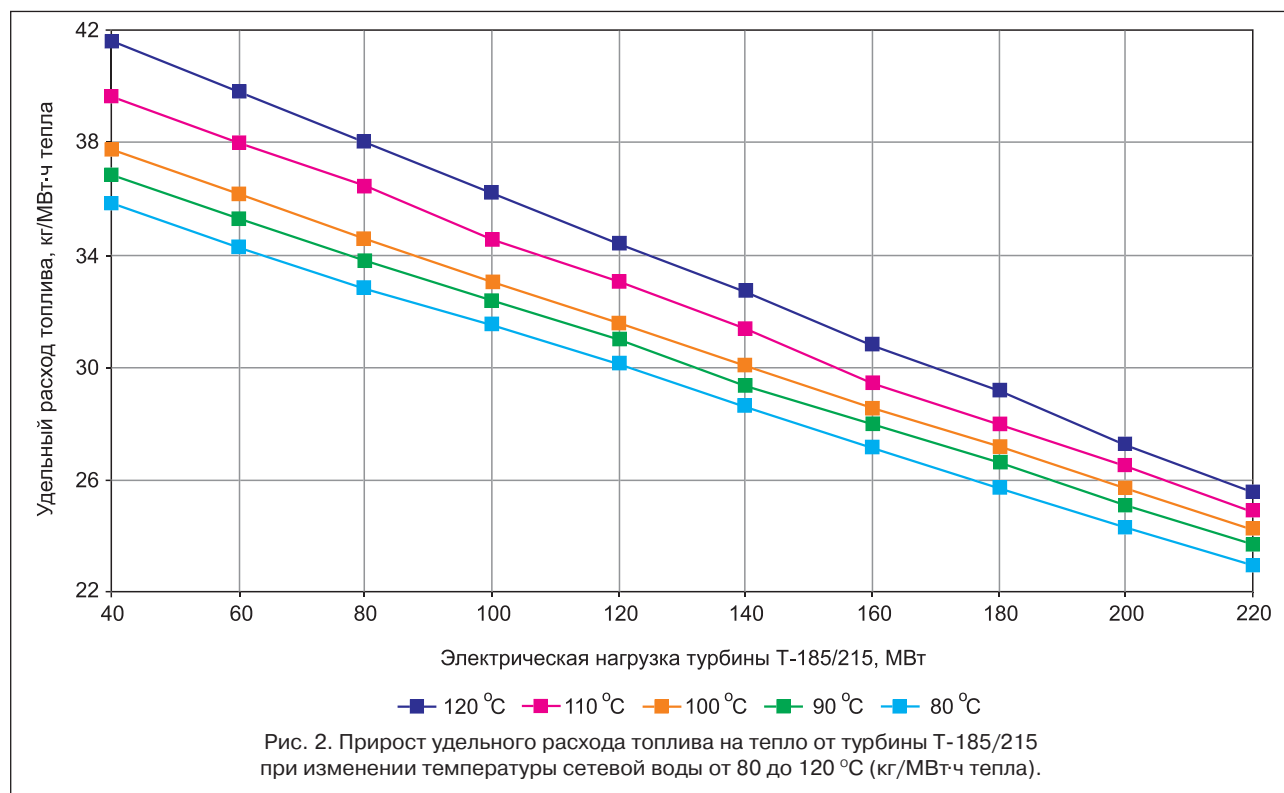
3. Улучшение конкурентных свойств теплофикационной турбины по сравнению с самой лучшей котельной составляет:

■ при номинальной загрузке турбины – 142 к 23-25 кг/МВт·ч или 6,2-5,7 раза;

■ при частичной загрузке ~100 МВт – 142 к 32-37 кг/МВт·ч или 4,4-3,8 раза.

4. Наглядно видно, что при переключении теплового потребителя от ТЭЦ на котельную, суммарный перерасход топлива по системе составит до 70-84% от расхода топлива на котельной. Только потеря этого топлива происходит не на какой-то конкретной котельной в зоне вновь вводимого жилья, а где-то на далекой





ГРЭС или ТЭЦ, работающей по конденсационному циклу.

5. Наглядно и однозначно на одном графике (рис. 2) видно, что удельный расход топлива на тепло (на прирост тепла) зависит только от качественных показателей – от температуры сетевой воды и от степени загрузки паровой турбины, и совершенно не зависят от количественного показателя – от количества потребления тепла от турбины:

■ Наглядно видна эффективность перехода на низкотемпературное отопление от теплофикационной турбины. Так, если при теплоснабжении потребителей паром или сетевой водой от котлов разница в удельном расходе топлива практически не меняется от давления пара или температуры сетевой воды, то при теплоснабжении от теплофикационной турбины удельный расход топлива значительно изменяется. Рост температуры сетевой воды от 80 до 120 °C вызывает рост удельного расхода топлива на 9-14% (с 23,2 до 25,8 кг/МВт·ч при 220 МВт электрических и с 36 до 41,4 кг/МВт·ч при 40 МВт электрических);

■ Наглядно видна эффективность работы с максимально возможной загрузкой теплофикационной турбины. При снижении электрической нагрузки происходит значительный рост удельного расхода топлива на 55-60% (с 23,2 до 36 кг/МВт·ч при температуре 80 °C и с 25,8 до 41,4 кг/МВт·ч при температуре 120 °C).

**Выводы по экономичности производства комбинированной электрической энергии**

6. Так же как для тепловой энергии, для электрической энергии наглядно и однозначно на

одном графике видно, что удельный расход топлива на электроэнергию зависит только от качественных показателей – от температуры сетевой воды и от степени загрузки паровой турбины (рис. 3), и совершенно не зависит от количественного показателя – от количества потребления тепла от турбины:

■ Ухудшение конкурентных свойств в виде роста удельного расхода топлива на электроэнергию для теплофикационной турбины Т-180 по сравнению с «передовой замещающей» конденсационной К-300 составляет:

- при номинальной 100% загрузке – 380-350 к 335 г/кВт·ч или в 1,13-1,05 раза;
- при частичной загрузке ~100 МВт – 466-400 к 365 г/кВт·ч или в 1,39-1,19 раза.

■ Рост температуры сетевой воды от турбины с 80 до 120 °C вызывает рост удельного расхода на электроэнергию на огромную величину 17-47% (с 358 до 380 г/кВт·ч при 220 МВт и с 425 до 625 г/кВт·ч при 40 МВт);

■ Повышение температуры сетевой воды при постоянной электрической и постоянной тепловой нагрузке приводит к снижению экономичности по использованию топлива от 0,127 до 0,314% на 1 °C (табл. 3);

■ Еще большее влияние на экономичность производства теплофикационной энергии оказывает снижение степени загрузки паровой турбины. Так, снижение электрической нагрузки от максимальной 215 МВт до минимальной 40 МВт вызывает рост удельного расхода топлива на 19-64% (с 358 до 425 г/кВт·ч при 80 °C и с 380 до 625 г/кВт·ч при

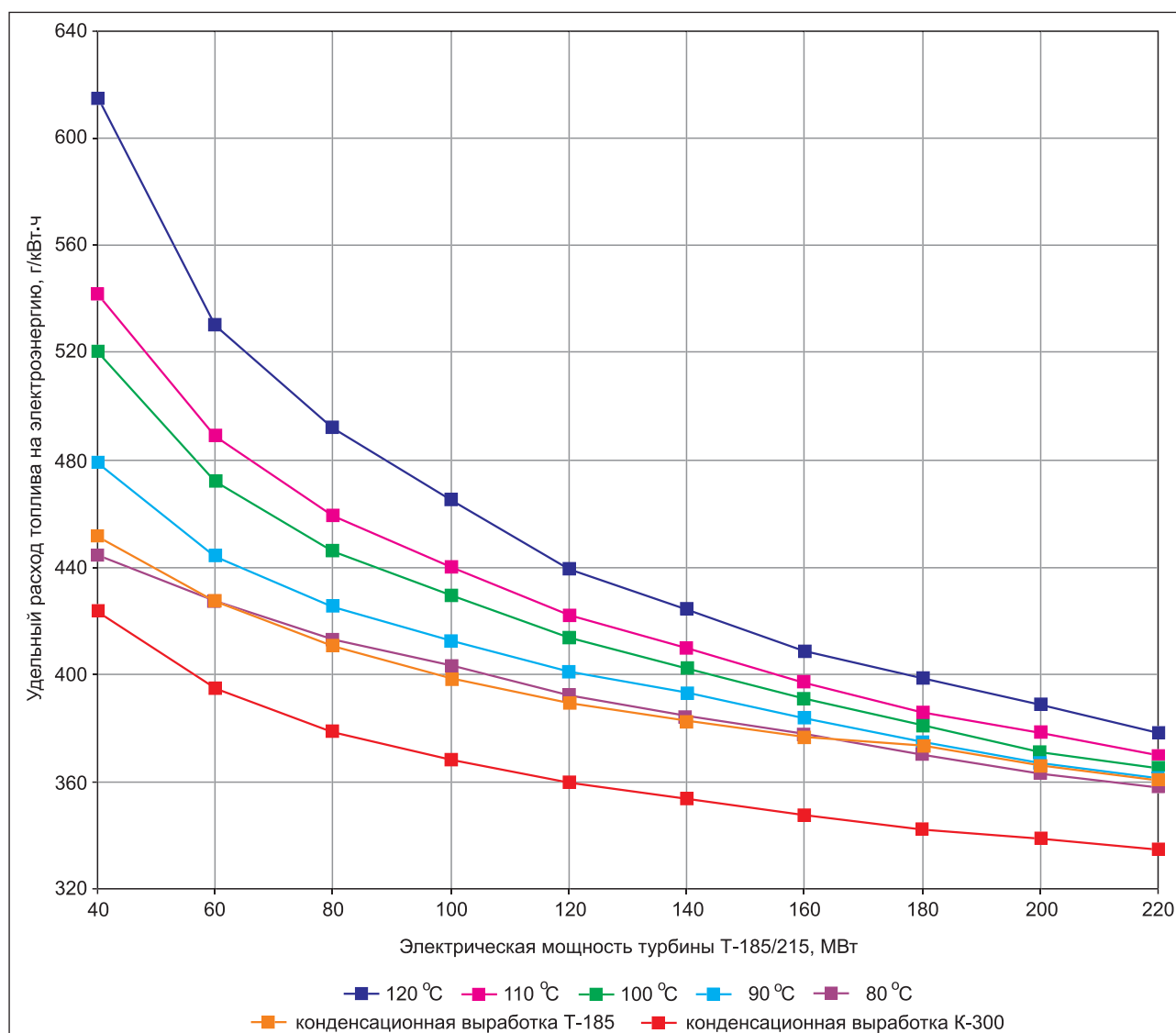


Рис. 3. Удельный расход топлива на электроэнергию от турбины T-185-215 в зависимости от температуры сетевой воды.

120 °C). Надежность очень дорогого стоит. Данный пример наглядно показывает, какой ущерб экономичности приносит стремление технического руководства работать с распределением тепловой и электрической нагрузки на большое количество турбин.

В среде регулирующих и надзорных органов электроэнергетики, оптового рынка, менеджеров генерирующих электрических мощностей априори сложилось устойчивое, но глубоко ошибочное мнение о низкой конкурентной эффективности производства конденсационной электроэнергии на теплофикационных турбинах ТЭЦ. На графике (рис. 3) приведено сравнение экономичности теплофикационной турбины T-185/215 при работе в конденсационном режиме с турбиной K-300-240, имеющей самые лучшие показатели экономичности. Так, при максимальной нагрузке снижение экономичности против турбины с промежуточным перегревом пара составляет 9,3% (364 против

333 г/кВт·ч). При минимальной нагрузке турбин экономичность снижается всего на 5,8% (450 против 425 г/кВт·ч). С учетом потерь электроэнергии по дальним линиям электропередач, двойной трансформации, конденсационная электроэнергия ТЭЦ является практически равно экономичной и конкурентно способной по сравнению с конденсационной энергией ГРЭС.

Работа теплофикационной турбины в конденсационном режиме практически равно экономична конденсационной турбине с одинаковыми параметрами пара. Существующие методы распределения электрических нагрузок между конденсационными турбинами и теплофикационными необходимо пересматривать. Везде надо конкретно считать.

Уникальность графиков, приведенных на рис. 2, 3, заключается в том, что в отличие от действующего нормативного метода ОРГРЭС:

■ графики отвечают технологии производства энергии для практически любого многообразия

допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузки;

■ удельный расход топлива на теплоэнергию и на электроэнергию как качественный показатель находится в зависимости только от качественных показателей таких как: температура нагреваемой сетевой воды и степень загрузки паровой турбины;

■ удельные расходы топлива совершенно не зависят от количества отпускаемого тепла.

Этот вывод позволяет легко и однозначно производить расчет расхода топлива на комбинированное производство для любого многообразия сочетаний тепловых и электрических нагрузок по универсальной формуле:

$$B_{\Sigma} = B_{\Theta} + B_T = b_{\Theta t} \cdot N + b_{Tt} \cdot Q, \quad (9)$$

где  $N$  и  $Q$  допустимое сочетание электрической и тепловой мощности турбины;  $b_{\Theta t}$ ,  $b_{Tt}$  – удельные расходы топлива на электроэнергию и теплоэнергию в зависимости от нагрузки турбины и температуры сетевой воды, определенные по энергетической характеристике рис. 2, 3.

### Заключение

Результаты вышеприведенного метода расчета не укладываются в рамки существующего утвержденного нормативного документа по расчету тепловой экономичности работы ТЭЦ. Существующую методику надо отменять. Об этом говорилось еще в далеких 1940-1950 гг. ведущими специалистами энергетиками Бутаковым, Андрющенко, Гохштейном, Лукницким свободными от политического давления. Приведу слова уважаемого специалиста д.т.н. А.И. Андрющенко [5], повторенные в очередной раз в 2004 г.: «...Удельные расходы топлива на ТЭЦ не являются объективными показателями совершенства ТЭЦ. Более того, их применение для формирования тарифов тормозит развитие теплофикации городов и приводит к перерасходу топлива».

Отвечая на вопрос о возможности реализации метода анализа по относительным приростам необходимо отметить сферу его возможного применения.

1. Данный метод для расчета удельных расходов топлива построен на основании диаграмм режима работы турбин и поэтому полностью отражает технологию производства комбинированной энергии как по тепловому графику, так и по комбинированному режиму работы по электрическому графику с пропуском пара в конденсатор.

2. Данный метод применим для программы управления издержек, расчета фактических издержек топлива, определения центров прибыли и центров убытков при комбинированном производстве.

3. Для определения экономически обоснованных тарифов для потребителей, потребляющих

тепло- и электроэнергию, применим только для изолированных источников и потребителей, где экономическими службами не нарушается главный принцип энергетики – принцип неразрывности производства и потребления тепловой и электрической энергии. Именно нарушения принципа неразрывности производства и потребления тепловой и электрической энергии является главной причиной скрытого и явного перекрестного субсидирования [6] потребителей электрической энергии за счет потребителей тепловой энергии.

4. Лучше всего этот метод применим к потребителям тепловой и электрической энергии от ТЭЦ, построенной рядом с крупными заводами, крупными теплицами, крупными жилыми районами, где потребитель тепла на отработанном паре имеет возможность всю экономию в размере 70-84% от топлива, сожженного на котельной [7], направить и на значительное снижение тарифов на электроэнергию.

5. Для реализации принципа неразрывности производства и потребления энергии от теплофикационной турбины необходимо внедрение нового типа договора – договора на комбинированную энергию.

### Квинтэссенция – экономический смысл приведенных расчетов

Главнейшее конкурентное преимущество теплофикационных турбин

■ При равенстве затрат топлива на производство электрической энергии на теплофикационной турбине с самой лучшей конденсационной турбиной, расходы топлива на тепло от теплофикационной турбины в 4,3 раза ниже, чем от самой лучшей котельной.

■ Для завоевания не только сезонного теплофикационного, но и круглогодичного конденсационного рынка электрической энергии для теплофикационных турбин, ни в коем случае не соглашаться на навязывание нормирующими и регулирующими органами снижения затрат топлива на теплофикационную энергию ниже затрат топлива самой лучшей ГРЭС. Это скрытое перекрестное субсидирование федеральной электроэнергетики, за счет региональных муниципальных тепловых потребителей. Для этого затраты топлива на тепло необходимо несколько поднять от 33-40 до 45-60, но не выше 70-80 кг/кВт·ч.

■ Менеджмент энергетических предприятий должен быть направлен на максимальную загрузку теплофикационных турбин. Только неустанная борьба именно за теплового потребителя, а не за электрического потребителя, является источником конкурентного преимущества теплофикационного оборудования, перед ГРЭС и котельными.

## Выводы

1. Переход российской энергетики на принципы рыночной экономики требует изменения существующей энергетической стратегии с ориентацией на конечного потребителя с максимальным потреблением тепловой и электрической энергии, произведенной по комбинированному способу.

2. Электроэнергия по своей сути представляет высококачественный энергетический продукт. Тепловая энергия как от ТЭЦ, так и от котельной – это низкокачественный продукт. Реальные затраты топлива на производство единицы высококачественной электроэнергии к низкокачественной тепловой энергии относятся на уровне ~350 кг/МВт·ч к 25 кг/МВт·ч и отличаются в 14 раз.

3. Для обеспечения значительной экономии топлива низким тарифом необходимо стимулировать именно потребителей сбросной тепловой энергии от турбин, а никак не потребителей тепловой энергии от котельной и тем более не потребителей электрической энергии, которые к снижению затрат не имеют абсолютно никакого отношения.

4. Предлагаемый метод определения удельных расходов топлива на тепловую энергию, основанный на методе относительных приростов топлива на тепло, отвечает второму началу термодинамики и по сути отражает эксергетический метод расчета, но без применения дополнительных термодинамических величин, таких как энтропия, эксергия.

5. Метод расчета относительного прироста топлива на тепло предоставляет качественную оценку экономичности работы системы теплоснабжения от качественных показателей – температуры сетевой воды (давления в теплофикационных отборах) и степени загрузки турбины.

6. В отличие от существующего нормативного метода ОРГРЭС удельные расходы топлива на тепло- и на электроэнергию зависят только от качественного показателя – температуры нагреваемой воды и не зависят от количественного показателя – величины теплофикационной нагрузки турбины. Именно уровень температуры, а не просто тепловая нагрузка, качественно определяет экономичность работы ТЭЦ.

7. Работа теплофикационной турбины в конденсационном режиме равнозначна режиму отпуска тепла с температурой сетевой воды 45 °С и с удельным расходом топлива на тепло равным нулю.

8. Работа теплофикационной турбины в конденсационном режиме практически равно экономична конденсационной турбине с одинаковыми параметрами пара.

9. Приведенный метод расчета относительного прироста топлива на тепло применим для

относительно несложных энергетических систем: там, где имеется крупный завод, потребитель тепла и электроэнергии сбалансированный по потреблению от близлежащей ТЭЦ. Идеально он применим для изолированных потребителей электроэнергии, где экономические службы не имеют морального права нарушить принципа неразрывности производства и потребления энергии от ТЭЦ.

## Литература

1. Методы определения. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей. Сборник статей под редакцией А.В. Винтера. Гозэнергоиздат, 1953.
2. Материалы дискуссии «О теплофикации» в журналах: «Электрические станции» 1989, № 11; 1990, № 8; 1991, № 4; 1992, № 6; 1993, № 8; «Теплоэнергетика» 1989, № 1; 1989, № 2; 1993 № 2-7; 1994, № 12.
3. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергия, 264 с.
4. Бродянский В.М. Письмо в редакцию. К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 1992, № 9.
5. Андрущенко А.И. О разделении расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2004. № 8. С. 77-78.
6. Богданов А.Б. Теплофикация – Золушка энергетики // Энергетик. 2001. № 11. С. 5-10.
7. Богданов А.Б. Теплофикация – национальное богатство России // Энергия. 2001, № 10.
8. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба // ЭнергоРынок. 2006, № 3, 6, 9; 2007 № 2, 6, 11; 2008, № 1, 2.
9. Интернет-сайт по энергосбережению А.Б. Богданова: [www.exergy.narod.ru](http://www.exergy.narod.ru).



**Книги  
Издательства "БАСТЕТ"**  
издания репринтные

**Сидельковский Л.Н. Юренев В.Н.**  
**Котельные установки промышленных предприятий. Учебник для вузов, М., 2009 г.**  
Твердый переплет, 528 страниц. Цена 495 рублей.

**Тихомиров К.В. Сергеев Э.С.**  
**Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция. Учебник для вузов, М., 2009 г.**  
Твердый переплет, 480 страниц. Цена 450 рублей.

По вопросам приобретения обращаться  
по телефону (4875) 328-036, e-mail: [infobast@yandex.ru](mailto:infobast@yandex.ru)

реклама