

Анализ расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии на ТЭЦ

Запропонований науково обґрунтований метод розподілу витрат палива на виробництво теплової та електричної енергії на ТЕЦ, що базується на балансових співвідношеннях. Метод дозволяє виконувати аналіз витрат палива на теплову та електричну енергію за звітними даними про роботу ТЕЦ. Для прикладу проведено аналіз показників за звітними даними Міненерго України за 1991 рік. Показано, що за нормативним методом розрахунку має місце завищення витрат палива на виробництво теплової енергії та заниження витрат палива на виробництво електроенергії.

Предложен научно обоснованный метод распределения расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, основанный на балансовых соотношениях. Способ позволяет производить анализ затрат топлива на тепловую и электрическую энергию по отчетным данным о работе ТЭЦ. Для примера произведен анализ показателей по отчетным данным Минэнерго Украины за 1991 год. Показано, что при нормативном методе расчета имеет место завышение расхода топлива на выработку тепловой энергии и занижение расхода топлива на выработку электроэнергии.

1. Расход топлива на совместную выработку тепловой и электрической энергии на паротурбинных теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) принято распределять на две составляющих — расход топлива на выработку тепловой энергии и отдельно — на выработку электроэнергии. Этот вопрос давно и многократно обсуждался в литературе [1, 2, 3, 4, 7], однако при его решении по-прежнему допускается волюнтаризм. В связи с переходом к рыночным отношениям этот вопрос возник снова в последние годы, о чем свидетельствует большое число публикаций по этой проблеме в российских журналах, например, [9, 10].

В настоящей статье сделана попытка предложить простой научно обоснованный метод распределения расхода условного топлива (у.т.) на ТЭЦ на две выше-названные составляющие:

$$B = B_Q + B_{\Theta} \quad (1)$$

где B — полный расход условного топлива;

B_Q, B_{Θ} — часть полного расхода условного топлива, затраченная на выработку тепловой и электрической энергии, соответственно.

Распределение расхода топлива на две составляющих производится как для оценки и доказательства эффективности совместной выработки тепловой и электрической энергии, так и для определения топливной составляющей в себестоимости тепловой и электроэнергии.

2. Эффективность совместной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ, оборудованных теплофикационными паровыми турбинами, в настоящее время признается всеми и не требует дополнительных доказательств. Это видно, например, из сопоставления коэффициентов использования топлива (или, что то же

самое — общего теплового КПД станций) для ТЭЦ и конденсационных электростанций (КЭС или ГРЭС):

$$\eta_{\text{и}} = \frac{Q + 860 \Theta}{B \cdot q} \quad (2)$$

где: $\eta_{\text{и}}$ — коэффициент использования топлива,

Q — количество отпущенной тепловой энергии (ккал),

Θ — количество отпущенной электроэнергии (кВт·ч),

B — количество сожженного условного топлива (кг),

$q = 7000$ ккал/кг — теплотворная способность у.т.;

860 ккал/кВт·ч — тепловой эквивалент электроэнергии.

Для сравнения определим средние коэффициенты использования топлива на ТЭЦ и ГРЭС Минэнерго Украины за 1991 год. Исходные данные приведены в табл. 1.

Получим для ТЭЦ:

$$\eta_{\text{и}}^{\text{ТЕЦ}} = \frac{72013 \cdot 10^9 + 860 \cdot 10^6}{17246 \cdot 10^6 \cdot 7000} = 0,7405 \quad (3)$$

То же для ГРЭС:

$$\eta_{\text{и}}^{\text{ГРЭС}} = \frac{4190 \cdot 10^9 + 860 \cdot 150357 \cdot 10^6}{55186 \cdot 10^6 \cdot 7000} = 0,3456 \quad (4)$$

Как видно, коэффициент использования топлива на ТЭЦ в два с лишним раза выше, чем на ГРЭС, что, безусловно, доказывает эффективность совместной выработки тепловой и электрической энергии на тепловых станциях, использующих турбины с противодавлением или с отопительными отборами пара. И это вполне естественно, т. к. при использовании конденсационных турбин до 30-50% пара отдается охлаждающей воде в конденсаторах и выбрасывается в окружающую среду, а при использовании

Таблица 1. Данные за 1991 год по Минэнерго Украины

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	ГРЭС	ТЭЦ	Промышл. блок-станции	Всего по Украине
1	Располагаемая мощность	МВт	27668	3647	2320	33635
2	Число часов работы	ч	5774	6259	3147	5645
3	Выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	159750	22826	7300	189876
4	Отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	150357	20213	5800	176370
5	Уд. расход у.т. на эл. энергию	г/кВт·ч	361,8	248,9	260	345,5
6	Расход топлива на эл. энергию	тыс. тут	54393	5031	1508	60932
7	Отпуск тепла	тыс. Гкал	4190	72013	64500	140703
8	Уд. расход у.т. на тепло	кг/Гкал	189,3	169,6	215,3	191,1
9	Расход топлива на тепло	тыс. тут	793	12215	13887	26895
10	Общий расход топлива	тыс. тут	55186	17246	15395	87827

теплофикационных турбин отработавший в турбинах пар направляется на теплоснабжение. Использование части пара на КЭС для целей теплоснабжения также повышает общий коэффициент использования топлива станции.

Эффективность совместной выработки на ТЭЦ тепловой и электрической энергии в период развития теплофикации в СССР доказывалась путем сравнения затрат условного топлива на производство тех же количеств электрической и тепловой энергии раздельно — на КЭС и отопительных котельных [1, 2, 3, 4, 8].

При этом априори считалось, что КПД тепловых котельных много ниже, чем КПД котельных электрических станций. Кроме того, расход топлива на ТЭЦ распределялся на две составляющих — на выработку тепловой и на выработку электрической энергии — в зависимости от теоретически определяемой величины — удельной выработки электроэнергии на единицу отобранного на теплофикацию тепла. Таким образом определялись:

$$B_Q^{ТЭЦ} = \frac{Q}{q \cdot \eta_k \cdot \eta_{тн}} \quad (5)$$

и

$$B_3^{ТЭЦ} = \frac{860 \cdot y \cdot Q}{q \cdot \eta_k \cdot \eta_{тн} \cdot \eta_{тр}} \quad (6)$$

а далее доказывалось, что

$$B_Q^{ТЭЦ} < B_Q^{кот} \quad (7)$$

$$B_3^{ТЭЦ} < B_3^{КЭС} \quad (8)$$

здесь $B_Q^{ТЭЦ}$, $B_3^{ТЭЦ}$ — расход условного топлива на выработку, соответственно, тепловой и электрической энергии (кг) на ТЭЦ;

$B_Q^{кот}$ — количество условного топлива, которое нужно затратить на отопительной котельной для выработки того же количества тепла;

$B_3^{КЭС}$ — количество условного топлива, которое нужно затратить на конденсационной электростанции для выработки того же количества электроэнергии;

Q — выработка тепловой энергии (ккал);

η_k — КПД котельной паротурбинной электростанции;

$\eta_{тн}$ — КПД трубопроводов электростанции;

$\eta_{тр}$ — КПД турбогенераторного агрегата ТЭЦ;

$y = \mathcal{E}/Q$ — удельная выработка электроэнергии (кВт·ч/ккал), которая определялась по термодинамическому циклу ТЭЦ отношением части тепла пара, преобразованной в электроэнергию, к части тепла пара, отобранной на теплофикацию, и, вообще говоря, не равнялась отношению реально выработанных количеств тепловой и электрической энергии.

КПД турбогенераторного агрегата определяется выражением:

$$\eta_{тр} = \eta_i \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_r \quad (9)$$

где: η_i — тепловой КПД, учитывающий потери тепла в термодинамическом цикле;

η_{oi} — внутренний относительный КПД турбины, учитывающий отклонение реального термодинамического цикла от идеального цикла Ренкина;

η_m — КПД, учитывающий механические потери в турбине;

η_r — КПД, учитывающий потери в электрогенераторе.

Тепловой КПД имеет наименьшее значение для конденсационных станций, а для ТЭЦ, при отсутствии потерь тепла в окружающую среду, может возрастать, в пределе до единицы (или 100%) [5, 6].

В настоящее время КПД современных отопительных котельных превышает КПД котельных электростанций и

может достигать 97% и более, так что неравенство (7) становится несправедливым, неравенство (8) справедливо, как сказано выше, всегда, т. к. КПД конденсационной турбины всегда меньше, чем КПД теплофикационной с полезным использованием отработавшего тепла. Оставляя в стороне вопрос об эффективности ТЭЦ при различных соотношениях вырабатываемых теплоты и электроэнергии, рассмотрим лишь вопрос о распределении фактического полного расхода топлива между отпущенными количествами тепловой и электрической энергии.

Следует отметить, что все входящие в (5), (6) и (9) коэффициенты, кроме η_i и y , имеют для современных тепловых паротурбинных энергоблоков стабильные значения [5]:

$$\begin{aligned} \eta_k &= 90,3-94,8\%, & \eta_{oi} &= 85-90\%, \\ \eta_{тн} &= 97-99\%, & \eta_m &= 98,5-99\%, \\ & & \eta_r &= 99-99,5\%. \end{aligned}$$

Тепловой КПД турбины и коэффициент удельной выработки электрической энергии на единицу используемой для теплофикации тепловой энергии определяются по перепадам теплосодержания пара в термодинамическом цикле и должны вычисляться для конкретных тепловых режимов. В предлагаемой методике эти коэффициенты в качестве исходных данных не используются.

3. При совместной выработке на тепловой паротурбинной электростанции тепловой и электрической энергии будут справедливы следующие соотношения:

$$Q_0 = B \cdot q, \quad (10)$$

$$Q_0 = Q_{03} + Q_{0Q}, \quad (11)$$

$$\eta_3 = Q_3 / Q_{03}, \quad (12)$$

$$\eta_Q = Q / Q_{0Q}, \quad (13)$$

$$Q_3 = 860 \mathcal{E}, \quad (14)$$

где: B — полное количество израсходованного условного топлива (кг у.т.);

Q_0 — полное количество теплоты (ккал), выделившееся при сжигании кг условного топлива;

Q_{03}, Q_{0Q} — часть полного количества теплоты (ккал), затраченная на выработку отпущенной электрической и тепловой энергии, соответственно;

Q — количество отпущенной теплоты (ккал);

$\mathcal{E}$ — количество отпущенной электроэнергии (кВт·ч);

Q_3 — количество теплоты (ккал), эквивалентное отпущенному количеству электроэнергии;

η_3, η_Q — полный тепловой КПД выработки отпущенной электроэнергии и, соответственно, выработки отпущенной теплоты.

Подставив (12) и (13) в (11), получим

$$Q_3 / \eta_3 + Q / \eta_Q = Q \quad (15)$$

откуда найдем соотношения между КПД:

$$\eta_3 = \frac{Q_3 \cdot \eta_Q}{Q_0 \cdot \eta_Q - Q}, \quad (16)$$

$$\eta_Q = \frac{Q \cdot \eta_3}{Q_0 \cdot \eta_3 - \mathcal{E}}. \quad (17)$$

Полученные формулы (16) и (17) позволяют при выполнении балансового соотношения (11) определить значение одного из КПД через значение второго. Значение КПД выработки тепловой энергии не вызывает сомнений и определяется произведением

$$\eta_Q = \eta_k \cdot \eta_{тн} \quad (18)$$

где для современных электростанций:

$\eta_k = 90,3-93,9\%$ — КПД пылеугольной котельной;
 $\eta_k = 92,9-94,8\%$ — КПД газомазутной котельной;
 $\eta_{тн} = 97-99\%$ — КПД трубопроводов.

Отсюда КПД выработки тепла для станций с пылеугольными котельными $\eta_Q = 87,6-93\%$, а с газомазутными — $\eta_Q = 90,1-93,9\%$.

Значение КПД выработки электроэнергии для каждого конкретного значения определяется по формуле (16).

После чего можно определить значения

$$B_Q = \frac{Q}{\eta_Q \cdot q} \quad (19)$$

$$B_{\gamma} = \frac{Q_{\gamma}}{\eta_{\gamma} \cdot q} = \frac{860 \cdot \gamma}{\eta_{\gamma} \cdot q} \quad (20)$$

или

$$B_{\gamma} = B - B_Q \quad (21)$$

$$b_Q = \frac{1}{\eta_Q \cdot q} \quad (22)$$

$$b_{\gamma} = \frac{860}{\eta_{\gamma} \cdot q} \quad (23)$$

где B_Q, B_{γ} — расход условного топлива (кг у. т.) на выработку, соответственно, тепловой и электрической энергии;
 b_Q — удельный расход условного топлива (кг у. т./ккал) на выработку единицы тепловой энергии;

b_{γ} — удельный расход условного топлива (кг у. т./ккал) на выработку единицы отпущенной электроэнергии.

Общий тепловой КПД (или — коэффициент использования топлива) определится по формуле (2).

Данная методика позволяет также определить тепловой КПД цикла по найденному значению η_{γ} из известного соотношения

$$\eta_{\gamma} = \eta_k \cdot \eta_{тн} \cdot \eta_i \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_t \quad (24)$$

откуда

$$\eta_i = \frac{\eta_{\gamma}}{\eta_k \cdot \eta_{тн} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_t} \quad (25)$$

или так называемый абсолютный КПД

$$\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{oi} \quad (26)$$

по формуле

$$\eta_i = \frac{\eta_{\gamma}}{\eta_k \cdot \eta_{тн} \cdot \eta_m \cdot \eta_t} \quad (27)$$

4. Проанализируем данные табл. 1 за 1991 год по методике, изложенной в разделе 3 настоящей статьи. Примем для КПД выработки на ТЭЦ тепловой энергии среднее значение для газомазутных станций:

$$\eta_Q = \frac{90,1 + 93,9}{2} = 92,0\% = 0,920$$

Для ТЭЦ Украины по табл. 1 примем исходные значения показателей "нетто":

$$B = 17246 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.}$$

$$\gamma = 20213 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$Q = 72013 \cdot 10^9 \text{ ккал.}$$

По формулам (10) — (23) получим:

$$Q_0 = 17246 \cdot 10^6 \cdot 7000 = 120722 \cdot 10^9 \text{ ккал.}$$

$$Q_{\gamma} = 20213 \cdot 10^6 \cdot 860 = 17383 \cdot 10^9 \text{ ккал.}$$

$$\eta_{\gamma} = \frac{17383 \cdot 10^9 \cdot 0,920}{120722 \cdot 10^9 \cdot 0,920 - 17383 \cdot 10^9} = 0,4095,$$

$$B_Q = \frac{72013 \cdot 10^9}{0,920 \cdot 7000} = 11182 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.}$$

$$B_{\gamma} = \frac{17383 \cdot 10^9}{0,4095 \cdot 7000} = 6064 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.}$$

$$(\text{или } B_{\gamma} = 17246 \cdot 10^6 - 11182 \cdot 10^6 = 6064 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.})$$

$$b_Q = \frac{1}{0,920 \cdot 7000} = 0,1552 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ккал}} = 155,2 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{Гкал}}$$

$$b_{\gamma} = \frac{860}{0,4095 \cdot 7000} = 0,3000 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

Приняв средние значения КПД, определяющие эффективность выработки электроэнергии:

$$\eta_k = 92,6\%, \quad \eta_m = 98,7\%.$$

$$\eta_{тн} = 98\%, \quad \eta_i = 99,2\%.$$

найдем по формуле (27) с учетом $\eta_{\gamma} = 0,4095$

$$\eta_i = \frac{0,4095}{0,926 \cdot 0,98 \cdot 0,987 \cdot 0,992} = 0,4609.$$

Если принять $\eta_{oi} = 87\%$, получим

$$\eta_t = \frac{\eta_i}{\eta_{oi}} = \frac{0,4609}{0,87} = 0,5297.$$

Это показывает, что имеются значительные потери тепла в теплофикационном цикле, вероятно, за счет применения теплофикационных турбин с конденсаторами и тепловыми отопительными отборами, и "пиковых" котлов.

Сравнивая полученные значения с данными из табл. 1, можно сделать вывод, что расход топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ завышен на

$$\frac{12215}{11182} \cdot 100\% - 100\% = 9,2\%.$$

а расход топлива на выработку электроэнергии занижен на

$$\frac{6064}{5031} \cdot 100\% - 100\% = 20,5\%.$$

Полученные результаты анализа приведены в табл. 2.

Найдем аналогичные показатели (см. табл. 1) для ГРЭС Украины, считая КПД котельной средним для пылеугольных блоков $\eta_k = 92,1\%$. КПД трубопроводов $\eta_{тн} = 98\%$ и $\eta_Q = 0,903$. Результаты вычислений показаны в табл. 2.

Сравнение с данными табл. 1 показывает, что расход топлива на тепло завышен на 19,7%, а на электроэнергию — занижен на 0,2%.

По вычисленному значению можно определить средние значения абсолютного и теплового КПД турбин КЭС Украины:

$$\eta_i = \frac{0,3388}{0,921 \cdot 0,98 \cdot 0,987 \cdot 0,992} = 0,3834.$$

$$\eta_t = \frac{0,3834}{0,87} = 0,4407.$$

Проведем такой же анализ для промышленных блок-станций. Значение КПД выработки тепловой энергии примем среднее для газомазутных и пылеугольных блоков:

$$\eta_Q = \frac{87,6 + 93,9}{2} = 90,7\% = 0,907.$$

Результаты вычислений по данным табл. 1 сведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты анализа

№ п/п	Показатели	Обознач.	Единица измерения	ГРЭС	ТЭЦ	Промышл. блок-станции	Всего по Украине
1	Общий расход топлива	B	кг у.т.	$55186 \cdot 10^6$	$17246 \cdot 10^6$	$15395 \cdot 10^6$	$87827 \cdot 10^6$
2	Отпуск тепла	Q	ккал	$4190 \cdot 10^9$	$72013 \cdot 10^9$	$64500 \cdot 10^9$	$140703 \cdot 10^9$
3	Отпуск электроэнергии	Э	кВт.ч	$150357 \cdot 10^6$	$20213 \cdot 10^6$	$5800 \cdot 10^6$	$176370 \cdot 10^6$
4	Тепло сгорания топлива	Q ₀	ккал	$386302 \cdot 10^9$	$120722 \cdot 10^9$	$107765 \cdot 10^9$	$614789 \cdot 10^9$
5	Тепло, эквивалентное отпущенной эл. энергии	Q _Э	ккал	$129307 \cdot 10^9$	$17383 \cdot 10^9$	$4988 \cdot 10^9$	$151678 \cdot 10^9$
6	КПД выроб. тепл. энергии	η_Q	—	0,903	0,920	0,907	0,913
7	КПД выроб. эл. энергии	$\eta_{Э}$	—	0,3388	0,4095	0,1361	0,3292
8	Расход топлива на выроб. тепловой энергии	B _Q	кг у.т.	$663 \cdot 10^6$	$11182 \cdot 10^6$	$10159 \cdot 10^6$	$22004 \cdot 10^6$
9	Расход топлива на выроб. электрической энергии	B _Э	кг у.т.	$54523 \cdot 10^6$	$6064 \cdot 10^6$	$5236 \cdot 10^6$	$65823 \cdot 10^6$
10	Удельный расход топлива на выработку тепла	b _Q	кг у.т. Гкал	158,2	155,2	157,5	156,4
11	Удельный расход топлива на выроб. эл. энергии	b _Э	кг у.т. кВт.ч	0,3626	0,3000	0,9027	0,3732
12	Завышение факт. удельн. расхода топлива на тепло		%	19,7	9,2		22,2
13	Занижение факт. удельн. расх. топл. на эл. энергию		%	0,2	20,5		8,0

Сравнение полученных данных с данными табл. 1 для промышленных блок-станций показывает, что имеет место значительное завышение расхода топлива на выработку тепла и, соответственно, снижение расхода топлива на выработку электроэнергии. Это является следствием значительного занижения среднего КПД котельных для блок-станций. По табл. 1 этот КПД равен, примерно, что на 20-25% ниже его минимального (по данным литературы) значения для электростанций.

Проанализируем таким же образом сводные показатели (всего по Украине) из табл. 1.

Примем минимальное значение $\eta_Q = 0,903 \cdot 0,97 = 0,8759$. Результаты также сведены в табл. 2.

Как видно из сравнения с табл. 1, средний по Украине за 1991 год расход условного топлива на выработку тепла оказался завышенным на 17%, а на выработку электроэнергии — заниженным на 6,5%.

5. Предложенная в данной статье методика распределения общего расхода топлива на паротурбинной ТЭЦ между выработкой тепловой и электрической энергии проста, научно обоснована, позволяет анализировать топливные показатели совместной выработки тепловой и электрической энергии на паротурбинных тепловых электростанциях, а также однозначно определять топливную составляющую в себестоимости электрической и тепловой энергии. Произведенный анализ показателей работы КЭС, ТЭЦ и промышленных блок-станций Минэнерго Украины за 1991 год позволяет сделать вывод, что при вычислении средних годовых показателей имела тенденция завышения топливной составляющей отпущенной тепловой энергии и снижения тепловой составляющей отпущенной электрической энергии.

1. Копьев С.Ф. Теплофикация, теплоснабжение, тепловые сети. — М.-Л.: Госстройиздат, 1940. — 280 с.
2. Мелентьев Л.А. Теплофикация. Ч. 1. — М.-Л.: Изд. АН СССР, 1944. — 248 с.
3. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электрических станций. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1949. — 287 с.
4. Соколов Е.Я. Тепловые сети. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1948. — 384 с.
5. Елизаров Д.П. Теплоэлектрические установки электростанций. — М.: Энергоиздат, 1982. — 264 с.
6. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 272 с.
7. Степанов В.С. Анализ энергетического совершенства технологических процессов. — Новосиб.: Наука, 1984. — 138 с.
8. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 588 с.
9. Круглый стол. Теплофикация// Электрические станции. — 1989. — № 1.
10. Ламакин Г.Н. О распределении затрат на ТЭЦ// Электрические станции. — 1994. — № 8.