

М. Н. Чепурной, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н.
**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ
ОТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕПЛОЦЕНТРАЛЕЙ**

Проведен сравнительный анализ термодинамической и экономической эффективности совместного (от теплоэлектроцентралей) и отдельного (на электростанциях и котельных) энергоснабжения.

Ключевые слова: котельная, электростанция, теплоэлектроцентраль, условное топливо.

Введение

Эффективность производства энергии является важной характеристикой топливоиспользующих установок и определяется расходом топлива. В условиях подорожания органического топлива актуальной становится задача энергосбережения. Промышленные предприятия потребляют, в основном, тепловую энергию (в виде горячей воды или пара) и электрическую энергию. Наиболее эффективным способом энергосбережения является комбинированное производство электроэнергии и теплоты, которое в значительной мере решает задачи энергосбережения и отображено на законодательном уровне [1].

Между тем, энергообеспечение большого количества промышленных предприятий осуществляется по так называемой раздельной схеме, когда теплоснабжение осуществляется от котельной, а электроснабжение – от электросети. Общеизвестно, что комбинированное производство теплоты и электроэнергии обуславливает экономию топлива в энергосистеме и уменьшает техногенную нагрузку на окружающую среду. Что касается оценки этой экономии, то предложено много методов, которые не являются совершенными. В большинстве из них эффективность работы теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) предлагается определять с помощью коэффициентов полезного действия (КПД) по производству электроэнергии и теплоты. Анализ методов оценки работы комбинированных установок осуществлен в [2, 3], где показана несостоятельность таких методов из-за невозможности четкого определения частей общей затраты топлива, которые идут на производство теплоты и электроэнергии в данной комбинированной установке. В [3] выяснено, что эффективность работы комбинированной установки зависит от двух факторов: коэффициента производства электроэнергии на тепловом потреблении ε и доли тепловой мощности сожженного топлива α_T , которая потрачена на производство теплоты:

$$\varepsilon = \frac{N}{Q}; \alpha_T = \frac{Q}{B \cdot Q_n^p}, \quad (1)$$

где N и Q – электрическая и тепловая мощности выработанной электроэнергии и теплоты соответственно; B – расход топлива; Q_n^p – теплота сгорания топлива.

Кроме того, в [3] выявлено, что влияние ε и α_T на эффективность работы комбинированных установок разных типов имеет разные закономерности. Дополнительная сложность заключается в различной ценности потребляемой электроэнергии и теплоты, а следовательно, в разной затрате топлива на производство этих видов энергопродукции. Следовательно, корректная оценка эффективности использования топлива по видам энергопродукции от комбинированной установки довольно сложна. Поэтому определение удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии и теплоты не могут быть, как это считалось [4, 5], основой для формирования тарифов на эти виды энергопродукции. Оптовые цены на электроэнергию и теплоту определяются сугубо по рыночным законам, а соотношения между ценами за единицу (1 МВт·час) выработанной электроэнергии и теплоты как раз и характеризуют ценность упомянутых видов энергопродукции на сегодняшний день.

На ТЭЦ промышленных предприятий используют паротурбинные установки разных типов:

противодавленческие турбины типа Р и ПР предназначены для отпуска технологического пара. При этом потребителям поставляется весь пар, поступающий на турбину. В турбинах типа П промышленные потребители получают пар из промышленного отбора. В турбинах типа Т пар из отбора подогревает сетевую воду системы теплофикации. Турбины типа ПТ имеют как промышленный, так и теплофикационные отборы пара. В тепловых схемах паротурбинных установок (ПТУ), кроме ПТУ с противодавленческими турбинами, есть конденсатор для конденсации отработанного в турбине пара. Наличие конденсатора, как известно, уменьшает термодинамическую эффективность ПТУ. Опыт показывает, что не всегда установки с более высокой энергетической эффективностью являются экономично выгоднее.

Принимая во внимание вышеизложенное, ставилась задача осуществить сравнительный анализ термодинамической и экономической эффективности совместного (на ТЭЦ с разными ПТУ) и отдельного (на конденсационных электростанциях и котельных) производства электрической и тепловой энергии.

Основные результаты

Под термодинамической эффективностью будем понимать удельный расход условного топлива на выработку единицы энергии, именно на выработку, а не на отпуск. Отпущенная энергия зависит от степени совершенства эксплуатации энергетического оборудования, качества автоматического регулирования основного и вспомогательного оборудования, состояния транспортных сетей и пр. Для промышленных предприятий энергоснабжение от ТЭЦ по сравнению с разделенной схемой имеет преимущество, поскольку производство тепловой и электрической энергий осуществляются по месту потребления и не связано с существенными потерями в транспортирующих сетях.

Для сравнительного анализа эффективности энергоснабжения по отдельной и комбинированной схемам выбраны все типы паротурбинных установок (ПТУ), характерные для промышленных ТЭЦ небольшой мощности. Основные характеристики ПТУ из [6] сведены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики паротурбинных установок

Показатели	Паротурбинные установки					
	Р-6-35/5	ПР-6-35(10)5	П-6-35/5	Р-12-35/5	Т-12-35	ПТ-12-35/10
Температура пара за турбиной, °С	225	225	29	225	29	29
Температура пара в промышленном отборе, °С	-	300	-	-	-	300
Температура пара в теплофикационном отборе, °С	-	-	-	-	105	105
Расход пара на турбину, т/час	60	80,5	55,8	114,7	90	119
Расход пара в промышленный отбор, т/час	-	30,5	-	-	-	50
Расход пара в теплофикационный отбор, т/час	-	-	-	-	65	40
Расход пара в конденсаторе, т/час	-	-	15,8	-	16,5	29

Все ПТУ, приведенные в табл. 1, имеют одинаковые начальные параметры пара (давление 3,5 МПа и температуру 435 °С), а также одинаковую температуру питательной воды, которая равна 150 °С. Энтальпии пара, конденсатов пара и воды определялись из таблиц [8]. Коэффициенты полезного действия (КПД) промышленных парогенераторов на ТЭЦ и котлов системы отдельного энергоснабжения выбраны также одинаковые, значение которых составляет 0,9. Понятно, что сравнение показателей комбинированной (на ТЭЦ) и отдельной работы (на конденсационных электростанциях и котельных) осуществлялись при условии равных значений электрической N и тепловой Q мощностей. При этом средний КПД конденсационных станций в энергосистеме составлял 0,35, а КПД электрических сетей – 0,9.

Суммарную тепловую мощность, выработанную в ПТУ, определяют по формуле, МВт:

$$Q = \sum_{i=1}^n D_i (h_i - h'_i) \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где D_i – расход пара в данном отборе, кг/с; h_i и h'_i – энтальпия отобранного пара и конденсата этого пара соответственно.

Коэффициент ε , характеризующий выработку электроэнергии на тепловом снабжении, определяют по (1).

Мощность парогенератора ТЭЦ рассчитывают по известной формуле, МВт:

$$Q_{\text{ПГ}} = D_0 [(h_0 - h'_{\text{нс}}) + \alpha_{\text{np}} (h'_{\text{np}} - h'_{\text{нс}})] \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где D_0 – расход пара на ПТУ, кг/с; α_{np} – доля продувочной воды; h_0 – энтальпия пара за парогенератором; $h'_{\text{нс}}$, h'_{np} – энтальпия питательной и продувочной воды соответственно.

Расход условного топлива, которое сжигается в топке парогенератора, кг/с:

$$B_y = \frac{Q_{\text{ПГ}}}{(Q_y \cdot \eta_{\text{ПГ}})}, \quad (4)$$

где $Q_y = 29,3$ МДж/кг – теплота сгорания условного топлива; $\eta_{\text{ПГ}}$ – КПД парогенератора.

Долю тепловой мощности топлива α_T , затраченную на выработку теплоты, определяют по (1).

Коэффициент использования теплоты топлива:

$$K_{\text{ИТТ}} = (N + Q) / (B_y Q_y) \quad (5)$$

Удельный расход условного топлива на выработку единицы энергии по [3], кг/ГДж:

$$\epsilon_y^{\text{ТЭЦ}} = 34,143 / K_{\text{ИТТ}}. \quad (6)$$

В случае энергоснабжения по раздельной схеме расход условного топлива на конденсационных электростанциях (КЭС) $B_{\text{КЭС}}$, в котельной B_K и суммарный расход B_C составят, кг/с:

$$B_{\text{КЭС}} = \frac{N}{Q_y \cdot \eta_{\text{КЭС}} \cdot \eta_{\text{эс}}}; \quad B_K = \frac{Q_{\text{ПГ}}}{(Q_y \cdot \eta_K)}; \quad B_C = B_{\text{КЭС}} + B_K, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{КЭС}}$ и $\eta_{\text{эс}}$ – КПД КЭС и электросетей соответственно; η_K – КПД котла.

Удельный расход условного топлива на единицу, кг/ГДж:

$$\epsilon_y^P = \frac{B_C \cdot 10^3}{(N + Q)}. \quad (8)$$

Экономия условного топлива на ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения, т/час:

$$\Delta B = 3,6(B_C - B_y). \quad (9)$$

Величина экономии условного топлива характеризует преимущество комбинированной схемы энергоснабжения перед раздельной как с энергетической, так и с экологической точек зрения. Сравнительной характеристикой термодинамической эффективности следует считать отношение коэффициентов использования теплоты топлива, то есть:

$$K_{\text{ТЕ}} = K_{\text{ИТТ}}^{\text{ТЭЦ}} / K_{\text{ИТТ}}^P, \quad (10)$$

где $K_{\text{ИТТ}}^{\text{ТЭЦ}}$ и $K_{\text{ИТТ}}^P$ – коэффициент использования теплоты топлива на ТЭЦ и в раздельной схеме энергоснабжения.

Коэффициент $K_{\text{ТЕ}}$ показывает во сколько раз эффективность использования топлива в комбинированной (когенерационной) схеме энергоснабжения выше, чем в раздельной. Если $K_{\text{ТЕ}} > 1$, целесообразна когенерационная схема, когда $K_{\text{ТЕ}} < 1$, то наоборот. Расчетные показатели работы систем энергоснабжения при условии одинаковой тепловой и электрической мощности сведены

в табл. 2.

Таблица 2

Основные показатели работы систем энергоснабжения

Показатели	Тип паротурбинной установки					
	Р-6-35/5	ПР-6-35(10)5	П-6-35/5	Р-12-35/5	Т-12-35	ПТ-12-35/10
	Когенерационная система					
Тепловая мощность парогенератора, МВт	44,559	57,336	41,431	85,162	66,825	88,342
Расход условного топлива, кг/с	1,690	2,174	1,571	3,230	2,534	3,350
Выработанная тепловая мощность, МВт	38,512	51,336	29,702	75,596	41,172	63,526
Коэффициент выработки электроэнергии на тепловом потреблении	0,156	0,117	0,202	0,159	0,291	0,189
Доля мощности топлива на выработку теплоты	0,778	0,806	0,645	0,799	0,555	0,647
Коэффициент использования теплоты топлива	0,899	0,900	0,776	0,926	0,716	0,769
Удельный расход условного топлива, кг/ГДж	38,0	37,9	44,0	36,9	47,7	44,4
Раздельная схема						
Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с	0,650	0,650	0,650	1,300	1,300	1,300
Расход условного топлива на выработку теплоты, кг/с	1,460	1,947	1,126	2,867	1,561	2,409
Суммарный расход условного топлива, кг/с	2,111	2,597	1,776	4,167	2,861	3,709
Коэффициент использования теплоты топлива	0,72	0,75	0,69	0,72	0,63	0,69
Удельный расход условного топлива, кг/ГДж	47,43	45,31	49,78	47,59	53,84	49,13
Сравнительные показатели						
Экономия условного топлива на ТЭЦ, т/час	1,515	1,521	0,739	3,375	1,179	1,293
Показатель термодинамической эффективности	1,249	1,194	1,131	1,290	1,129	1,107

Из табл. 2 видно, что термодинамическая эффективность всех паротурбинных установок, работающих по комбинированной схеме энергоснабжения, выше эффективности энергоснабжения по раздельной схеме. Наиболее эффективно (на 20 – 29 %) работают ПТУ с противодавленческими турбинами. Более эффективная работа когенерационных установок обеспечивает соответствующую экономию топлива и уменьшает техногенную нагрузку на окружающую среду. Как правило, электрическая и теплофикационная мощность промышленных предприятий намного меньше постоянной промышленной тепловой мощности. Поэтому в структуре промышленных ТЭЦ должны преобладать именно противодавленческие турбины. Это объясняется не только их более эффективной работой, но и отсутствием громоздкой системы технического водоснабжения и расходами на неё.

В отличие от промышленных, ТЭЦ, предназначенные для теплофикации (отопления и горячего водоснабжения), имеют переменную (сезонную) мощность. Их загрузка в отопительный период на 70 – 80 % больше, чем в неотопительный. Поэтому работа теплофикационных турбин в неотопительный период будет приближаться к работе в чисто конденсационном режиме. В этом случае выработка электроэнергии в таких турбинах может уступать эффективности выработки её на мощных конденсационных электростанциях, работающих с более высокими начальными параметрами пара, следовательно и, с более высокими КПД. В связи с этим эффективность производства энергии в таких турбинах в неотопительный период может оказаться даже ниже, чем в случае энергоснабжения по раздельной схеме. Поэтому теплофикационные ТЭЦ рекомендуется комплектовать двумя противодавленческими турбинами для покрытия тепловых нагрузок в отопительный и неотопительный периоды [9].

Оценим экономическую эффективность отмеченных систем энергоснабжения. Будем считать, что протяженность и качество тепловых сетей от ТЭЦ и котельной одинаковые, а тепловые потери в них составляют 13%. Оценим потери в электросети от ТЭЦ в 5%, а расход электроэнергии на собственные нужды также в 5%. Потери электроэнергии в сетях энергосистемы для раздельной схемы энергоснабжения уже учтены. Будем считать, что показателем экономической эффек-

тивности энергоснабжения является отношение выручки за отпущенные виды энергии к расходам на топливо.

Расходы на топливо, грн.:

$$Z_{mn} = C_{mn} \cdot B \cdot 3,6 \cdot \tau, \quad (11)$$

где C_{mn} – цена топлива, грн./тонну; B – расход топлива, кг/с; τ – определенный срок работы, час.

Выручка за теплоту, грн.:

$$V_T = C_T \cdot Q \cdot (1 - \Delta q) \cdot \tau, \quad (12)$$

где C_T – цена отпущенной теплоты, грн./(МВт·час); Δq – доля тепловых потерь в сети.

Выручка за электроэнергию, грн.:

на ТЭЦ

$$V_{\varepsilon} = C_{\varepsilon} \cdot N \cdot (1 - \Delta e_{nom} - \Delta e_{en}) \cdot \tau; \quad (13)$$

для раздельной схемы

$$V_{\varepsilon} = C_{\varepsilon} \cdot N \cdot \tau, \quad (14)$$

где C_{ε} – цена электроэнергии, грн./(МВт/час); Δe_{nom} – доля потерь в электросетях; Δe_{en} – доля собственных нужд.

Показатель экономической эффективности:

$$\eta_e = (V_T + V_{\varepsilon}) / Z_{mn}. \quad (15)$$

В качестве примера определим показатель экономической эффективности энергоснабжения от ТЭЦ с турбиной Р-6-35/5 (см. табл. 2) и показатель экономической эффективности энергоснабжения по раздельной схеме для одинаковых мощностей $N = 6$ МВт, $Q = 38,512$ МВт. Будем считать, что: цена топлива $C_{mn} = 3000$ грн. за тонну; $C_m = 500$ грн. за МВт·час; $C_{\varepsilon} = 1000$ грн. за 1 МВт·час; $\tau = 1$ час. Результаты сравнительных расчетов показаны в табл. 3.

Таблица 3

Сравнительные показатели экономической эффективности энергоснабжения

Показатели	Схема энергоснабжения	
	ТЭЦ	Раздельная
Затраты на топливо, грн.	18249	22794
Выручка за теплоту, грн.	16752,7	16752,7
Выручка за электроэнергию, грн.	5400	6000
Общая выручка за энергоносители, грн.	22152,7	22752,7
Показатель экономической эффективности	1,214	0,9982

Из табл. 3 видно, что показатель экономической эффективности энергоснабжения от ТЭЦ превышает значение этого показателя в случае энергоснабжения по раздельной схеме. Относительный показатель экономической эффективности энергоснабжения равен: $\eta_{\varepsilon o} = \eta_{\varepsilon}^{TЭЦ} / \eta_{\varepsilon}^p = 1,214 / 0,9982 = 1,216$. Для этого же варианта в табл. 2 значение относительного показателя термодинамической эффективности составляет 1,216. Отметим также, что наибольшее влияние на экономическую эффективность энергоснабжения оказывает цена топлива, темп возрастания которой, как правило, опережает темп роста стоимости теплоты и электроэнергии. Понятно, что немаловажным фактором повышения экономической эффективности энергоснабжения является уменьшение потерь электроэнергии и теплоты.

Выводы

1. Термодинамическая и экономическая эффективность при комбинированной выработке и отпуске энергии на промышленных ТЭЦ любой структуры всегда выше, чем для раздельной схемы энергоснабжения.

2. Термодинамическая эффективность энергоснабжения всегда превышает экономическую эффективность.
3. Наибольшее влияние на экономическую эффективность оказывает цена топлива.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон України про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання складного потенціалу // Відомості Верховної Ради, 2005. – № 20. – С. 278 – 285.
2. Чепурний М. М. Ефективність роботи паротурбінних і газотурбінних теплоелектроцентралей / М. М. Чепурний // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2008. – № 2. – С. 36 – 40.
3. Показники ефективності роботи енергетичних установок для сумісного виробництва теплової та електричної енергії [Електронний ресурс] / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, Н. В. Пішеніна // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – № 1. – 2010. Режим доступу до журн.: http://www.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2010_1/2010-1.files/uk/10mmcaee_ua.pdf.
4. ГДК 34.09.108.98. Розподіл витрат палива на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві: Методика НДІ Енергетики. – Київ, 1998. – 22 с.
5. Вінницький І. П. Спрощений метод визначення витрат палива на відпущену електричну і теплову енергію за їх комбінованого виробництва на теплових електростанціях / І. П. Вінницький, С. М. Герасимов, П. О. Гут // Енергетика и электрификация. – 2004. – № 8. – С. 42 – 45.
6. Теплотехнический справочник / [под ред. В. Н. Юренева и П. Д. Лебедева]. – М.: Энергия, 1975. – т. 1. – 744 с.
7. Чепурний М. М. Енергозбережні технології в теплоенергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 114 с.
8. Ривкин С. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара / С. А. Ривкин, А. А. Александров. – М.: Энергоатомиздат, 1980. – 142 с.
9. Чепурний М. М. Сучасні проблеми теплофікації / М. М. Чепурний, Н. В. Пішеніна, О. В. Куцак // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 5. – С. 68 – 71.

Чепурной Марк Николаевич – к. т. н., доцент, профессор кафедры теплоэнергетики.

Резидент Наталия Владимировна – к. т. н., старший преподаватель кафедры теплоэнергетики. Винницкий национальный технический университет.