

Технико-экономическое обоснование применения конденсорных установок на ТЭЦ

А. И. Тютюнников, заведующий лабораторией НТЦ «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры» в Санкт-Петербурге АО «Газпром промгаз»

А. С. Трунов, начальник сектора инженерно-проектного центра «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»

Ю. В. Юферев, директор инженерно-проектного центра «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»

И. Г. Черненко, главный специалист отдела стратегического планирования ПАО «ТГК-1»

Современное развитие энергетики характеризуется значительно возросшей стоимостью энергоносителей и негативным воздействием на окружающую среду установок, их использующих.

Анализ работы теплогенерирующих установок (ТГУ) показывает, что одним из путей существенного повышения коэффициента использования топлива (КИТ) является глубокое охлаждение продуктов сгорания в конденсорных установках (КДУ). В современной научно-технической литературе достаточно подробно описаны примеры применения КДУ в ТГУ. В продолжение работ в данном направлении в статье приведены результаты выполненного технико-экономического обоснования применения КДУ на действующих ТЭЦ.

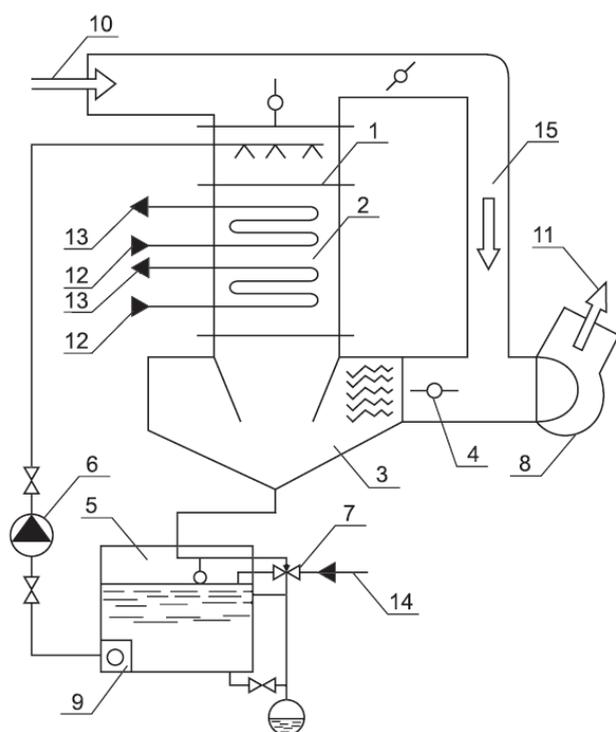
В КДУ возможно охлаждение уходящих газов ниже точки росы (для природного газа: 55–60 °С [1]), что позволяет утилизировать скрытую теплоту парообразования и снизить потери с уходящими газами ТГУ. Таким образом достигается повышение КПД установки (по низшей теплоте сгорания — до 107% [2]). Однако достижение такого эффекта в свою очередь требует дополнительных затрат, связанных с применением коррозионностойких материалов для самих КДУ, защитой дымовых труб, удалением конденсата и пр.

В настоящее время до 90% выпускаемых ведущими западными фирмами водогрейных котлов являются котлами конденсационного типа. В сентябре 2015 года вступила в действие директива ЕС о применении в системах отопления исключительно таких котлов [3]. Низкая, как правило, температура обратной воды (30–40 °С) при типичных температурных графиках, например, 60–70/40 °С и 50/30 °С в системах отопления в зарубежных странах позволяет получить глубокое охлаждение продуктов

сгорания в конденсационном теплообменнике — встроенном в котел или автономном в газоходе — и, таким образом, обеспечить конденсационный режим работы котла.

По конструкции конденсорные установки делятся на активные и пассивные. Пассивными КДУ называются рекуперативные теплообменные аппараты, нагрев теплоносителя в которых осуществляется без дополнительного увлажнения. В активных КДУ происходит непосредственный контакт между дымовыми газами и охлаждающей их средой.

Разработанные в 80–90-х гг. прошлого столетия латвийскими специалистами контактные теплообменники с активной насадкой известны под названием КТАН [4]. Принципиальная схема КТАН приведена на рисунке 1.



- 1 – система впрыска; 2 – поверхность теплообмена;
3 – сепаратор; 4 – шибер; 5 – бак впрыскиваемой воды;
6 – насос; 7 – регулятор уровня; 8 – дымосос;
9 – фильтр; 10 – ввод дымовых газов; 11 – вывод дымовых
газов; 12 – ввод сетевой воды; 13 – вывод сетевой воды;
14 – ввод холодной воды; 15 – обходная линия
дымовых газов

Рис. 1. Принципиальная схема контактного теплообменника с активной насадкой

Эффект от внедрения КДУ на ТЭЦ может существенно отличаться в зависимости от того, тепловая нагрузка какого теплоэнергетического оборудования замещается утилизируемой в конденсаторах теплотой.

Если замещается тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов или паровых котлов, работающих на водоподготовку и мазутное хозяйство, то эффект определяется экономией топлива за счет повышения КПД котла (снижением УРУТ).

При замещении КДУ тепловой нагрузки теплофикационной установки (ТФУ) общий эффект экономии топлива снижается за счет уменьшения экономии топлива на комбинированной выработке электроэнергии по сравнению с отдельной выработкой электрической и тепловой энергии.

Например, вытеснение тепловой нагрузки встроенных в конденсаторы турбоагрегатов пучков будет иметь минимальную эффективность за счет ухудшения показателей выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

И, наоборот, большой эффект применения КДУ будет на ТЭЦ с малой долей теплофикационной выработки тепла или с высоким значением УРУТ на выработку электроэнергии (близким или большим, чем на конденсационной электростанции).

При наличии на ТЭЦ дефицита тепловой мощности применение КДУ также имеет максимальную эффективность вне зависимости от замещаемого теплоэнергетического оборудования (котлов или ТФУ).

Приоритеты внедрения КДУ диктуются также перспективными планами по вводу и выводу на ТЭЦ котельного оборудования. При модернизации ТЭЦ целесообразно сразу оснащать новые котлы конденсационными экономайзерами. При проектировании представляется возможным заблаговременно предусмотреть места для размещения необходимого оборудования.

Важное значение имеет вид и объем замещаемой конденсаторными установками тепловой нагрузки. Предпочтительной нагрузкой остается подогрев воды на подпитку тепловой сети, особенно при наличии открытой схемы ГВС.

Следует учитывать, что с 2022 года предусмотрен переход на закрытую схему ГВС, поэтому внедрение КДУ целесообразно на ТЭЦ с большой подпиткой или станциях, от которых можно подпитывать сети соседних ТЭЦ [5].

С помощью КДУ, в том числе с использованием тепловых насосов, возможен также подогрев обратной сетевой воды. При закрытии схемы ГВС возможен переход станций на пониженные температурные графики регулирования теплоотпуска по совмещенной нагрузке отопления и ГВС. При этом большую часть отопительного сезона в тепловых сетях станций будет поддерживаться температура обратной сетевой воды на

уровне 37–45 °С, что позволит экономайзерам эффективно работать в конденсационном режиме.

Для оценки эффективности применения КДУ на двух различных ТЭЦ (на первой ТЭЦ с установкой КДУ за паровыми котлами, на второй — за водогрейными) выполнено четыре варианта расчетов, в том числе с учетом и без учета перехода потребителей на закрытую схему ГВС. Для всех рассматриваемых вариантов утилизированное в КДУ тепло использовалось для подогрева подпиточной воды ТЭЦ.

В таблице 1 представлены технические характеристики КДУ для паровых котлов Е-50, а в таблице 2 — для водогрейных котлов КВ-ГМ-120 [6].

Таблица 1. Технические характеристики КДУ для паровых котлов Е-50

Наименование	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
Схема ГВС	-	закрытая	открытая
Расход подпиточной воды на ВПУ	т/ч	372	709
Утилизированная тепловая мощность КУ	МВт	2,61	4,11
Количество блоков и модель КУ	-	1×К11	1×К11
Количество конденсата	т/ч	2,6	4,1
Температуры уходящих дымовых газов	°С	13,8	13,8
Доля утилизированного тепла	%	10,2	9,5

Таблица 2. Технические характеристики КДУ для водогрейных котлов КВ-ГМ-120

Наименование	Ед. изм.	Вариант 3	Вариант 4
Схема ГВС	-	закрытая	открытая
Расход подпиточной воды на ВПУ	т/ч	156	561
Утилизированная тепловая мощность КУ	МВт	9,8	29,5
Количество блоков и модель КУ	-	1×К22	4×К22
Количество конденсата	т/ч	8,7	26,2
Температуры уходящих дымовых газов	°С	14,5	14,5
Доля утилизированного тепла	%	3,3	9,8

Расчет натуральных показателей эффективности был выполнен исходя из следующих условий:

1. Расход подпитки тепловой сети зависит от схемы ГВС у потребителей (открытая или закрытая).
2. Годовая экономия условного и натурального топлива рассчитана с учетом числа часов работы КДУ. Для паровых котлов — 8000 ч (в течение большей части календарного года), для водогрейных котлов — 5112 ч (в течение отопительного периода, так как отпуск тепловой энергии от водогрейных котлов в межотопительный период является незначительным).

Сводные результаты экономии топлива за период 2018–2032 гг. для рассматриваемых вариантов представлены в таблице 3.

Таблица 3. Экономия условного и натурального топлива

Наименование показателя	Ед. изм.	№ варианта			
		1	2	3	4
Экономия условного топлива	млн т у.т.	47,4	68,1	75,9	226,4
Экономия натурального топлива	млрд м ³	40,9	58,8	65,6	195,5

Для расчета экономической эффективности значение ставки дисконтирования принималось в размере 14,1%.

Эффективность проекта определялась с учетом следующих условий:

- 1) сравнения показатели ТЭЦ в состоянии «без проекта» и «с проектом»;
- 2) расчета разностного денежного потока для выявления экономии от реализации проекта;
- 3) оценки экономической эффективности проекта с помощью метода дисконтированных денежных потоков на основе следующих основных показателей:

- Ч
истый дисконтированный доход (NPV);
- В
внутренняя норма доходности (IRR);
- П
простой срок окупаемости (PBP);
- Д
дисконтированный срок окупаемости (DPBP);
- И
индекс доходности (PI).

Основной эффект проекта от применения КДУ заключался в экономии топлива.

С целью определения выручки от оказания услуг теплоснабжения определен тариф на отпуск с коллекторов ТЭЦ на период до 2032 года на основе прогнозных параметров финансово-хозяйственной деятельности ТСО. Результаты расчетов экономической эффективности для рассмотренных вариантов представлены в таблице 4.

Таблица 4. Сводная таблица по показателям экономической эффективности

Наименование показателя	Ед. изм.	№ варианта			
		1	2	3	4
Капитальные затраты (без НДС)	млн руб.	50,2	50,2	93,8	361,4
Простой срок окупаемости	лет	3	3	3	4
Дисконтированный период окупаемости (DPBP)	лет	5	4	4	6
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	32	42	36	25
Приведенная стоимость денежных потоков (NPV)	млн руб.	40,8	81,3	108,3	206,8
Индекс прибыльности (PI)	-	1,82	2,63	2,16	1,58

Выводы

1. Современные конденсорные технологии утилизации тепла уходящих газов теплогенерирующего оборудования на ТЭЦ позволяют получить экономию до 10% топлива и на столько же снизить выбросы CO₂.

2. КДУ целесообразно внедрять на ТЭЦ с незначительной теплофикационной выработкой и с относительно высоким удельным расходом топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

3. В качестве перспективных объектов для внедрения КДУ на ТЭЦ целесообразно рассматривать паровые котлы, круглогодично работающие на водоподготовку, а также пиковые водогрейные котлы с большим числом часов использования установленной мощности.

4. Перспективной тепловой нагрузкой для КДУ является подогрев подпиточной воды для открытой схемы ГВС и компенсации утечек в тепловых сетях и абонентских установках. Эффективность экономии топлива определяется величиной этой нагрузки, а не мощностью генерирующего оборудования, на котором установлен конденсор.

5. При отсутствии дефицита мощности ТФУ на ТЭЦ нецелесообразно замещать КДУ тепловую нагрузку встроенных в конденсаторы трубных пучков.

6. Конденсорные технологии имеют достаточно высокую экономическую эффективность. Простой срок окупаемости рассмотренных вариантов находится в пределах 3–4 лет, а дисконтированный — 4–6 лет.

Литература

1. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках — Ульяновск: УлГТУ, 2000.
2. Технические решения по использованию утилизаторов в котельных малой мощности — Москва: АКХ им. К. Д. Памфилова, 1992.

3. Директива 2009/125/СЕ Европейского Парламента от 21 октября 2009 г.
4. А. Жигурс, Ю. Голуновс, Д. Турлайс. Утилизация тепла дымовых газов на теплоисточниках г. Риги — Новости теплоснабжения № 5 (май), 2010 г.
5. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении».
6. Интернет-ресурс: <http://interenergo.info/products/kotly-kotly-utilizatory-i-oborudovanie-dlya-energeticheskikh-kotlov/>.